

**Филиал товарищества с ограниченной ответственностью «КМГ Инжиниринг»  
«Казахский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа»  
(«КазНИПИмунайгаз»)**

**УТВЕРЖДАЮ:**  
Генеральный директор  
АО «Каражанбасмунай»  
\_\_\_\_\_ Ли Тецянь.  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЖАНБАС**

Отчет по договору №20-KGD1-0087 от 17.07.2020г  
Заказ-наряд №33-21 от 08.06.2021 года

Директор филиала

**Б.А. Иманбаев**

**г. Актау 2021 г.**

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

|   |                              |
|---|------------------------------|
| Гимадиева О.М.,<br>Руководитель проекта КБМ   | руководитель темы            |
| Курбанбаева А.М.,<br>Руководитель службы СРМ АО «КБМ»                                 | ответственный<br>исполнитель |
| Нугманов Б.Х.<br>Директор ДГ  | (2.1;2.4;11)                 |
| Юргенс А.Г.,<br>Руководитель службы ГТР   | (2.1;2.4;11)                 |
| Ермеков А.А.,<br>Руководитель службы СССиТПП  | ( 6,3-6,6)                   |
| Канбаева Ж.С.,<br>Эксперт СТиТДН  | (6,1)                        |
| Махмутов М.Б.,<br>Руководитель службы САФ   | (2,2; 9.1;)                  |
| Шалабаев М.М.,<br>Руководитель службы САК   | (2,3)                        |
| Жапаров Н.С.,<br>Руководитель службы СБОРМ  | (6,2)                        |
| Кали М.Е.,<br>эксперт СБиЭИ   | (12.1)                       |
| Хаманова Э.М.,<br>Руководитель службы СЭП   | (11)                         |
| Ряхимов Р. Н.,<br>эксперт СГиП  | (6;7.1;10.3)                 |
| Лагошин Е.В.<br>ведущий инженер СССиТПП   | ( 6,3-6,6)                   |
| Жайлыбай А.К.,<br>Инженер СПНП  | (3.2.11)                     |
| Ахмет А.А.<br>Эксперт (аутсорсинг) СГМ  | (12.1)                       |
| Елеференко А.М.,<br>заведующий лабораторией по исследованию<br>нефти и нефтепродуктов | (4.5; 7.1;10.2)              |
| Тлепиева Ж.М.,<br>заведующий лаборатории специальных<br>исследования керна            | (2,3)                        |
| Токарев В.И.,<br>Эксперт СРМ АО «КБМ»   | (3,2)                        |
| Оразалиев С. О.,<br>ведущий инженер СГиП  | (9,2)                        |
| Тлеукулова Ж.К.,<br>ведущий инженер СБОРМ   | (6,2)                        |
| Спицина Т.Н.,<br>инженер СЭП  | (10)                         |
| Кожалакова А.А.,<br>ведущий инженер ДПЗ   | (2.1;2.4;11)                 |
| Байжигитова Ж.Н.<br>Ведущий инженер СГТ   | (2.1;2.4;11)                 |
| Айдарбаев Ж.С.,<br>ведущий инженер ДРМ АО «КБМ»                                       | (3,2)                        |





#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

---

|  |                                |
|--|--------------------------------|
| Калымбетова Н.К.,<br>инженер ДРМ АО «КБМ»  | (3,2)                          |
| Маннанов Е.Е.,<br>инженер ДРМ АО «КБМ»     | (3,2)                          |
| Сарсенгалиев Ж.М.,<br>инженер ДРМ АО «КБМ» | (3,2;9,3)                      |
| Откелбаев А.М.,<br>инженер ДРМ АО «КБМ»    | (3,2)Графические<br>приложения |
| Еремян А.Ж.,<br>инженер САО                | Оформ. отчета                  |



## ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Приложение №1  
к Заказ-наряду № 33-21 от «18» 06 2021 г.

Согласовано:  
Вице-президент по производству  
Союнов Н.Д.

Руководитель группы ДГ и Р  
Фэн Юкуй

## ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение НИР по теме

«Проект разработки месторождения Каражанбас по состоянию на 01.07.2020г.

|                                    |   |
|------------------------------------|---|
| 1. Основание для выполнения работы | Заявка АО «Каражанбасмунай». Настоящее Техническое задание<br>Годовой Заказ-Наряд № _____ от «___» _____ 2021г. к Договору №20-KGD1-0087 от 17 июля 2020 г.   |
| 2. Организация-заказчик            | Акционерное Общество «Каражанбасмунай»  |
| 3. Подрядчик                       | Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз»   |
| 4. Наименование объекта            | Месторождение Каражанбас, АО «Каражанбасмунай», Мангистауская область, Республика Казахстан.  |
| 5. Цель работы                     | <p>Составление Проекта разработки с ПредОВОС на основе утвержденного подсчета запасов.</p> <p>Обоснование выделения эксплуатационных объектов разработки и технологических участков с учетом полученных геологических данных по новой залежи. Подбор основных расчетных вариантов разработки для эксплуатационных объектов и технологических участков, прогноз технологических показателей на весь период разработки по вариантам (по участкам, объектам и месторождению в целом), экономическая оценка и выбор рекомендуемого к реализации варианта, обеспечивающего утвержденный КИН.</p> <p>Выдача рекомендаций по опробованию новых решений на опытных участках эксплуатационных объектов с целью оценки их эффективности и дальнейшего применения на месторождении. Включить в проектные решения результаты промысловых работ, выполненных по рекомендациям Рабочей комиссии по вопросам технологии разработки месторождения Каражанбас и результаты проведенных ОПИ утвержденных в Анализе разработки 2019 года.</p> <p>Расчет сценариев добычи нефти на основе построения секторных ГГДМ, с указанием оптимальных параметров качества пара и объемов закачки пара.</p> <p>Разработка проекта ПредОВОС (Оценка воздействия на окружающую среду) согласно требований Экологического кодекса РК от 9 января 2007 года с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.10.2019г., и иных законодательных и нормативных требований, а также на основании утвержденных в Республике Казахстан методик расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и расчетов образовании отходов.</p> |



|                           |   |
|---------------------------|---|
| <p>6. Основные работы</p> | <p><b>По Проекту разработки:</b><br/> Введение<br/> 1. Общие сведения о месторождении.<br/> <b>2. Геолого-физическая характеристика месторождения.</b><br/> 2.1. Характеристика геологического строения<br/> 2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности<br/> 2.3. Свойства и состав нефти, газа и воды<br/> 2.4. Физико-гидродинамические характеристики<br/> 2.5. Анализ результатов физико-химических свойств состава пластовых нефти, газа и воды<br/> 2.6. Запасы нефти, растворенного газа и газовой шапки.<br/> <b>3. Подготовка геолого-промысловой и технико-экономической основы для проектирования разработки</b><br/> 3.1. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности<br/> 3.1.1. Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки<br/> 3.1.2. Анализ выработки запасов нефти из пластов<br/> 3.1.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки<br/> 3.2. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов<br/> 3.2.1. Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки.<br/> 3.3. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки<br/> 3.3.1. Обоснование выделения объектов разработки<br/> 3.3.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики<br/> 3.3.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт<br/> 3.3.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки<br/> 3.3.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин<br/> 3.3.6. Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей<br/> <b>4. Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки.</b><br/> 4.1. Технологические показатели вариантов разработки по участкам и объектам.<br/> 4.1.1. Расчет сценариев добычи нефти на основе построения секторных ПТДМ, с указанием оптимальных параметров качества пара и объемов закачки пара.<br/> 4.1.2. Техничко-экономическая оценка разработки участков Восточной части месторождения.<br/> 4.1.3. Выполнение требований и рекомендаций к системе ППД<br/> 4.2. Экономические показатели вариантов разработки<br/> 4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр.<br/> <b>5. Техничко-экономический анализ проектных решений.</b><br/> 5.1. Техничко-экономический анализ вариантов разработки обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.</p> |
|---------------------------|---|



|  |   |
|--|---|
|  | <p><b>6. Техника и технология добычи нефти и газа.</b></p> <p>6.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин.</p> <p>6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов.</p> <p>6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин.</p> <p>6.4. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа</p> <p>6.5. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента</p> <p>6.6. Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения.</p> <p><b>7. Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин</b></p> <p><b>8. Обоснование проекта плана, добычи нефти, газа и объемов буровых работ</b></p> <p><b>9. Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования</b></p> <p><b>10. Охрана недр и окружающей среды</b></p> <p><b>11. Мероприятия по доразведке месторождения</b></p> <p><b>12. Опытные-промышленные испытания новых технологий и технических решений</b></p> <p><b>13. Расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования</b></p> <p><b>Также требуемые позиции в проекте ПредОВОС:</b></p> <p><b>Введение</b></p> <p>Обзор нормативно-правовой и законодательной базы РК в области охраны окружающей среды и рационального использования природопользования.</p> <p><u>Современное состояние территории проектируемых работ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Общие сведения о районе работ</li> <li>• Общие сведения о предприятии</li> <li>• Природно-климатические условия</li> <li>• Характеристика геологического строения</li> <li>• Гидрологическая характеристика поверхностных вод района</li> <li>• Гидрологическая характеристика подземных вод</li> <li>• Характеристика почв</li> <li>• Характеристика основных типов растительности</li> <li>• Характеристика основных видов животного мира</li> <li>• Социально-экономическое состояние региона</li> <li>• Радиационная обстановка</li> </ul> <p><u>Краткая характеристика проектируемых работ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Краткое описание планируемых работ</li> <li>• Характеристика проектируемого объекта как источника воздействия на окружающую среду</li> <li>• Обустройство временных объектов при проведении работ</li> <li>• Рекультивация земель.</li> </ul> <p><b>Оценка воздействия на окружающую среду</b></p> <p><u>Воздействие на атмосферный воздух</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферы</li> <li>• Расчет выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников</li> </ul> |
|--|---|



|  |   |
|--|---|
|  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Расчет выбросов вредных веществ от передвижных источников загрязнения</li> <li>• Предложение по установлению предельно-допустимых выбросов (ПДВ)</li> <li>• Контроль над соблюдением нормативов ПДВ</li> <li>• Расчет рассеивания вредных веществ в атмосфере</li> <li>• Обоснование размера санитарно-защитной зоны</li> <li>• Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению</li> <li>• Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях</li> </ul> <p>Мероприятия по снижению загрязнения</p> <p><u>Воздействие работ на водные объекты</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Система водоснабжения и водоотведения</li> <li>• Характеристика воздействия на водные ресурсы</li> <li>• Аварийные ситуации</li> <li>• Мероприятия по охране водных ресурсов</li> <li>• Воздействие на подземные воды</li> <li>• Источники воздействия</li> <li>• Воздействие на грунтовые воды</li> <li>• Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия</li> </ul> <p><u>Воздействие на почвенный покров.</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Факторы воздействия на почвенный покров</li> <li>• Механическое воздействие. Загрязнение почвы.</li> <li>• Рекультивация нарушенных земель.</li> <li>• Твердые бытовые и промышленные отходы и их утилизация</li> <li>• Характеристика отходов производства и потребления</li> <li>• Обращение с отходами</li> <li>• Расчеты и обоснование объемов образования отходов</li> <li>• Сведения о классификации отходов</li> <li>• Оценка воздействия отходов на окружающую среду</li> <li>• Система управления отходами</li> <li>• Мероприятия по минимизации объемов и снижению токсичности отходов производства и потребления</li> <li>• Технические решения по сбору, складированию, утилизации и захоронению отходов производства и потребления</li> <li>• Сведения о производственном контроле при обращении с отходами</li> </ul> <p><u>Воздействие на геологическую среду</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Природоохранные рекомендации по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду</li> <li>• Охрана недр</li> </ul> <p><u>Почвенно-растительный покров</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Источники, виды воздействия и критерии оценки</li> <li>• Оценка воздействия на почвенно-растительный покров</li> <li>• Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия на почвенно-растительный покров</li> <li>• Животный мир</li> <li>• Источники и виды воздействия на животный мир</li> <li>• Оценка воздействия антропогенных факторов на животный мир</li> <li>• Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия на животный мир</li> </ul> <p><u>Оценка возможного физического воздействия на окружающую среду</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Производственный шум</li> <li>• Шум от автотранспорта</li> </ul> |
|--|---|



|   |  |
|---|--|
|   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Электромагнитные излучения</li> <li>• Вибрации</li> <li>• Тепловые излучения</li> <li>• Радиационная безопасность</li> <li>• Мероприятия по охране здоровья, труда и окружающей среды</li> </ul> <p><u>Воздействие на социальные условия и здоровье</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Социально-экономические условия Мангистауской области</li> <li>• Демография Мангистауской области</li> <li>• Санитарно-эпидемиологическая обстановка Мангистауской области</li> <li>• Выводы</li> </ul> <p><u>Комплексная оценка воздействия на окружающую среду</u></p> <p><u>Предложение по организации производственного мониторинга</u></p> <p><u>Плата за неизбежный ущерб и загрязнение окружающей среды</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• платы за выбросы вредных веществ в атмосферу</li> <li>• платы за выбросы от стационарных источников</li> <li>• платы за выбросы от передвижных источников загрязнения</li> <li>• платы за размещение отходов</li> </ul> <p><u>Заключение</u></p> <p><u>Заявление об экологических последствиях</u></p> <p><u>Литература</u></p> <p><u>Приложения</u> (анализы, отчеты и иные сведения и материалы)</p> |
| 7. Исходные данные                          | База данных ПО «Территориально-распределенный банк данных» (ТБД), OilField Manager(OFM).Las файлы данных ГИС при строительстве и контроля за разработкой, исходные данные ГДИС.  |
| 8. Ожидаемые результаты                     | Составление Проекта разработки с ПредОВОС на основе утвержденного подсчета запасов.<br>Обоснование выделения эксплуатационных объектов разработки и технологических участков с учетом полученных геологических данных по новой залежи. Подбор основных расчетных вариантов разработки для эксплуатационных объектов и технологических участков, прогноз технологических показателей на весь период разработки по вариантам (по участкам, объектам и месторождению в целом), экономическая оценка и выбор рекомендуемого к реализации варианта, обеспечивающего утвержденный КИН.   |
| 9. Согласования отчета по оказанным услугам | ПОДРЯДЧИК согласовывает результаты работ и разработанные рекомендации с ЗАКАЗЧИКОМ. В случае замечаний со стороны ЗАКАЗЧИКА ПОДРЯДЧИК дорабатывает отчет с внесением всех замечаний и направляет откорректированный отчет ЗАКАЗЧИКУ. Согласование отчета с контролирующими органами, представление и защита отчета на ЦКРР РК осуществляется Подрядчиком.  |
| 10. Срок выполнения работы                  | ПОДРЯДЧИК приступает к работе по выполнению НИР после подписания Годового Заказа – Наряда № ____ от «__» ____ 2021г. к Договору №20-KGD1-0087 от 17.07.2020 г. и получения от ЗАКАЗЧИКА всей необходимой геолого-технической информации.<br><br>Длительность работ в соответствии со сроками, указанными в календарном плане работ. Планируемый период выполнения работ: октябрь 2020г. - декабрь 2021г.   |



|                                  |  |
|----------------------------------|--|
| 11. Порядок и форма сдачи работы | <p>Окончательный отчет принимается Заказчиком по результатам защиты отчета Подрядчиком на совместном совещании Заказчика и Подрядчика. При наличии замечаний к отчету со стороны Заказчика, Подрядчик обязан устранить их в сроки, установленные Заказчиком. Окончательный отчет сдается Заказчику в 2 (двух) экземплярах на бумажном носителе в твердом переплете и в электронном виде в PDF формате.</p> <p>К отчету должны прилагаться:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-протоколы рассмотрения отчета на НТС организации-Подрядчика;</li> <li>-протоколы рассмотрения отчета на НТС АО «Каражанбасмунай»;</li> <li>-заключения экспертов ЦКРР РК;</li> <li>-согласование местных контролирующих органов;</li> </ul> <p>К защите отчета в ЦКРР РК готовится электронный вариант демонстрационных материалов (презентация) и 25 экземпляров аннотации отчета.</p> |
|----------------------------------|--|

Главный геолог



Садуакасов М.Е.

Руководитель группы ДГи Р



Фэн Юкуй



## ОГЛАВЛЕНИЕ

|   |     |
|---|-----|
| СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ .....   | 2   |
| ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ .....   | 4   |
| СПИСОК ТАБЛИЦ .....   | 13  |
| СПИСОК РИСУНКОВ .....   | 19  |
| ВВЕДЕНИЕ .....  | 25  |
| 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ .....   | 26  |
| 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....  | 28  |
| 2.1 Характеристика геологического строения .....  | 28  |
| 2.1.1 Характеристика нефтенасыщенных толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности с учетом результатов бурения новых скважин .....             | 70  |
| 2.2 Свойства и состав нефти, газа и воды .....  | 76  |
| 2.3 Физико-гидродинамические характеристики .....   | 116 |
| 2.4 Запасы нефти и газа .....   | 128 |
| 3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ .....  | 139 |
| 3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности .....   | 139 |
| 3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения .....   | 152 |
| 3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки .....  | 152 |
| 3.2.2 Сравнение проектных и фактических показателей .....   | 183 |
| 3.2.3 Анализ выработки запасов нефти из пластов .....   | 206 |
| 3.2.4 Характеристика энергетического состояния .....  | 214 |
| 3.2.5 Анализ термического состояния залежей на участках применения ПТВ .....  | 222 |
| 3.2.6 Анализ изменения газового фактора .....   | 227 |
| 3.2.7 Анализ эффективности реализуемой системы разработки .....   | 247 |
| 3.2.8 Анализ состояния законтурной закачки воды, степени влияния ее на разработку продуктивных горизонтов .....   | 259 |
| 3.2.9 Анализ бурения уплотняющих скважин .....  | 278 |
| 3.2.10 Анализ степени охвата разработкой продуктивного разреза по промыслово-геофизическим данным .....   | 283 |
| 3.2.11 Анализ результатов работ по выравниванию профиля приемистости (притока) .....  | 291 |
| 3.2.12 Статус выполнения утвержденных ОПИ в Анализе разработки 2019 года .....  | 304 |
| 3.2.13 Опытные промышленные испытания технологии чередования закачки пара и воды на 1 объекте Западного участка .....   | 305 |
| 3.2.14 Опытные промышленные испытания технологии чередования закачки пара и воды на 3 объекте Западного участка .....   | 310 |
| 3.2.15 Опытные промышленные испытания технологии ЧЗПВ на участке закачки пара в центральной части Северного блока .....   | 317 |
| 3.2.16 Опытные промышленные испытания технологии чередования закачки пара и воды на участке закачки пара в западной части Северного блока .....                             | 320 |
| 3.2.17 Опытные промышленные испытания технологии закачки пара в зоне сочленения Центрального и Восточного участков, где по проекту предусмотрена закачка горячей воды ..... | 323 |
| 3.2.18 Опытные промышленные испытания технологии закачки воды в зонах с низкой приемистостью пара в восточной части Северного блока .....                                   | 326 |
| 3.2.19 Опытные промышленные испытания технологии одновременно-раздельной закачки пара в пласты Восточного участка (Д2, Ю1, Ю2) .....  | 327 |
| 3.2.20 Опытные промышленные испытания технологии уплотнения сетки скважин от 200 м до 100 м (7-ми точечная система) на участке ПТВ-2 .....                                  | 339 |
| 3.2.21 Опытные промышленные испытания технологии уплотнения сетки скважин от 150 м до 106 м (9-ти точечная) на I и II объектах Восточного участка .....                     | 345 |
| 3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов .....   | 350 |





|            |  |            |
|------------|--|------------|
| 3.3.1      | Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки .....                                  | 350        |
| <b>3.4</b> | <b>Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки .....</b>  | <b>351</b> |
| 3.4.1      | Обоснование выделения объектов разработки .....  | 351        |
| 3.4.2      | Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики .....  | 354        |
| 3.4.3      | Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт .....   | 359        |
| 3.4.4      | Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки .....  | 359        |
| 3.4.5      | Обоснование охвата процессом вытеснения .....  | 359        |
| <b>3.5</b> | <b>Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей .....</b>                                      | <b>360</b> |
| <b>4.</b>  | <b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ .....</b>   | <b>364</b> |
| <b>4.1</b> | <b>Технологические показатели вариантов разработки .....</b>   | <b>364</b> |
| 4.1.1      | Технологические показатели вариантов разработки .....  | 365        |
| 4.1.2      | Обоснование объемов закачки пара, с учетом сценариев добычи нефти в Восточной части месторождения на основе построения секторных ГТДМ .....                              | 397        |
| <b>4.2</b> | <b>Экономические показатели вариантов разработки .....</b>   | <b>419</b> |
| <b>4.3</b> | <b>Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр .....</b>   | <b>456</b> |
| <b>5.</b>  | <b>ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ .....</b>  | <b>461</b> |
| 5.1        | Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта .....  | 461        |
| <b>6.</b>  | <b>ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА .....</b>  | <b>464</b> |
| <b>6.1</b> | <b>Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин .....</b> | <b>464</b> |
| 6.1.1      | Состояние эксплуатационного фонда месторождения Каражанбас .....   | 464        |
| 6.1.2      | Технологические условия эксплуатации скважин .....   | 466        |
| 6.1.3      | Обоснование предельных условий фонтанирования скважин .....  | 466        |
| 6.1.4      | Обоснование и выбор способов механизированной добычи .....   | 469        |
| <b>6.2</b> | <b>Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов .....</b>   | <b>475</b> |
| <b>6.3</b> | <b>Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин .....</b>  | <b>484</b> |
| <b>6.4</b> | <b>Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа .....</b>  | <b>504</b> |
| <b>6.5</b> | <b>Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента .....</b>  | <b>505</b> |
| <b>6.6</b> | <b>Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения .....</b>                          | <b>521</b> |
| <b>7.</b>  | <b>РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН .....</b>   | <b>537</b> |
| 7.1        | Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ .....  | 537        |
| 7.2        | Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин .....  | 541        |
| <b>8.</b>  | <b>ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ .....</b>  | <b>545</b> |
| <b>9.</b>  | <b>КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ .....</b>  | <b>546</b> |
| 9.1        | Комплекс физико-химических исследований нефти, газа и воды .....   | 546        |
| 9.2        | Комплекс геофизических исследований .....  | 549        |
| 9.3        | Комплекс гидродинамических исследований .....  | 559        |
| <b>10.</b> | <b>ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ .....</b>  | <b>569</b> |
| 10.1       | Результаты предварительной комплексной оценки воздействия на окружающую среду проектируемых работ в штатной ситуации .....   | 569        |
| 10.2       | Мероприятия по охране окружающей среды .....   | 569        |
| 10.2.1     | Основные мероприятия при разработке месторождения в штатной ситуации .....   | 570        |
| 10.2.2     | Основные мероприятия по предотвращению, ликвидации и снижению воздействий на окружающую среду в аварийных ситуациях при разработке месторождения .....                   | 572        |
| 10.2.3     | Аварийная готовность и планирование действий при аварийных ситуациях .....   | 573        |
| 10.3       | Производственный экологический мониторинг .....  | 574        |



|   |                              |
|---|------------------------------|
| <b>10.4 Компенсационные мероприятия</b>   | 575                          |
| <b>11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>  | 576                          |
| <b>12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ</b>   | 589                          |
| <b>12.1 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЕ ИСПЫТАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ</b>   | 589                          |
| 12.1.1 Описание технологии внутривпластового горения и ее вариаций  | 589                          |
| 12.1.2 Опыт внедрения внутривпластового горения предыдущих лет на месторождении Каражанбас  | 589                          |
| 12.1.3 Результаты лабораторных исследований   | 592                          |
| 12.1.4 Построение ГДМ трубы горения   | 594                          |
| 12.1.5 Построение ГДМ участка ОПИ   | 595                          |
| 12.1.6 Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки  | 600                          |
| 12.1.7 Проектирование системы сбора и транспорта скважинной продукции   | 603                          |
| 12.1.8 Технико-экономический анализ проектных решений   | 604                          |
| 12.1.9 Выводы и рекомендации  | 615                          |
| <b>12.2 Технико-экономическая оценка технологии чередования закачки пара и воды на 2 объекте Восточного участка</b>                           | 617                          |
| 12.2.1 Выбор участков для проведения ОПИ  | 617                          |
| 12.2.2 Текущее состояние разработки участка ОПИ в восточной части месторождения   | 617                          |
| 12.2.3 Построение секторной геологической модели II объекта Восточного участка  | 619                          |
| 12.2.4 Построение секторной гидродинамической модели Восточного участка   | 622                          |
| 12.2.5 Расчет прогнозных показателей по вариантам   | 624                          |
| 12.2.6 Обустройство восточного участка месторождения при переходе от закачки пара к чередующейся закачке пар/вода                             | 627                          |
| 12.2.7 Технико-экономический анализ   | 628                          |
| <b>12.3 Технико-экономическая оценка ОПИ технологии закачки многокомпонентного термального флюида (МТФ) на месторождении Каражанбас</b>       | 632                          |
| 12.3.1 Изучение и оценка возможности применения технологии закачки многокомпонентного термического флюида в условиях месторождения Каражанбас | 632                          |
| 12.3.2 Подбор участка и скважин-кандидатов для проведения технико-экономической оценки ОПИ технологии закачки МТФ                             | 633                          |
| 12.3.3 Создание секторных ГДМ участков ОПИ  | 634                          |
| 12.3.4 Расчет прогнозных технологических показателей по вариантам   | 635                          |
| 12.3.5 Оценка влияния применения технологии закачки МТФ на систему сбора и транспорта продукции месторождения                                 | 635                          |
| 12.3.6 Рекомендации по контролю за реализацией технологии   | 635                          |
| 12.3.7 Рекомендации по технике и технологии добычи нефти и газа при проведении ОПИ закачки МТФ  | 635                          |
| 12.3.8 Технико-экономический анализ проектных решений   | 636                          |
| 12.3.9 Оценка влияния применения технологии закачки МТФ на охрану окружающей среды и недр   | 636                          |
| 12.3.10 Выводы и рекомендации   | 636                          |
| <b>13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ</b>   | 637                          |
| <b>ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ</b>  | Error! Bookmark not defined. |
| <b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ</b>   | 645                          |



## СПИСОК ТАБЛИЦ

## СПИСОК ТАБЛИЦ

|  |     |
|--|-----|
| Таблица 2.1.1– Месторождение Каржанбас. Характеристика продуктивных горизонтов .....   | 63  |
| Таблица 2.1.2– Месторождение Каржанбас. Статистические показатели характеристик неоднородности ...   | 70  |
| Таблица 2.1.3– Месторождение Каржанбас. Статистические показатели характеристик неоднородности<br>пластов III объекта разработки .....       | 70  |
| Таблица 2.1.4– Месторождение Каржанбас. Характеристика толщин пластов-коллекторов .....  | 71  |
| Таблица 2.1.5– Месторождение Каржанбас. Характеристика толщин пластов-коллекторов (восток) .....   | 73  |
| Таблица 2.1.6– Месторождение Каржанбас. Характеристика толщин пластов-коллекторов (запад) .....  | 74  |
| Таблица 2.1.7– Месторождение Каржанбас. Характеристика толщин пластов-коллектор пласта Ю-III.....  | 75  |
| Таблица 2.2.1- Результаты исследований глубинных проб нефти в период 2012-01.07.2020 гг. ....  | 78  |
| Таблица 2.2.2– Сравнительная характеристика параметров пластовой нефти по объектам разработки .....  | 86  |
| Таблица 2.2.3– Компонентный состав газа однократного разгазирования по результатам исследований в<br>период 2012-01.07.2020 гг. ....         | 93  |
| Таблица 2.2.4– Сравнительная характеристика состава растворенного газа .....   | 101 |
| Таблица 2.2.5 – Компонентный состав и свойства попутного газа по ГОСТ 31371.7-2008.....  | 104 |
| Таблица 2.2.6- Результаты исследований дегазированных проб нефти по результатам исследований в период<br>2012-01.07.2020 гг. ....            | 106 |
| Таблица 2.2.7 – Физико-химические свойства дегазированной нефти по объектам разработки .....   | 112 |
| Таблица 2.2.8– Сравнение свойств пластовой воды по объектам разработки .....   | 113 |
| Таблица 2.2.9– Сравнение характеристик и содержания ионов и примесей в пластовой воде объектам<br>разработки.....                            | 114 |
| Таблица 2.3.1– Результаты исследования скважин 7415 и 6147 .....   | 118 |
| Таблица 2.3.2– Результаты фильтрационных исследований по скважине 7415.....  | 120 |
| Таблица 2.3.3– Характеристики вытеснения нефти рабочим агентом по горизонтам.....  | 121 |
| Таблица 2.3.4– Результаты проведенных фильтрационных исследований по скважине 8096 .....   | 124 |
| Таблица 2.3.5– Результаты определение скорости пробега упругих волн, модуля Юнга, коэффициента<br>Пуассона.....                              | 127 |
| Таблица 2.3.6– Результаты определения объёмной плотности образцов, модуля сдвига, коэффициента<br>сжимаемости.....                           | 128 |
| Таблица 2.4.1– Месторождение Каржанбас. Запасы нефти и растворенного газа (по состоянию на<br>02.01.2020 г.).....                            | 130 |
| Таблица 2.4.2– Месторождение Каржанбас. Запасы газа газовой шапки .....  | 138 |
| Таблица 3.1.1- Начальные гидродинамические характеристики объектов .....   | 140 |
| Таблица 3.1.2- Фильтрационные параметры новой залежи ЮЗ.....   | 143 |
| Таблица 3.1.3- Сопоставление текущих фильтрационных параметров объектов разработки с УПР 2009 году<br>.....                                  | 144 |
| Таблица 3.1.4– Динамика гидродинамических характеристик с начала разработки м.Каржанбас .....  | 149 |
| Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин на 01.07.2020 г. ....   | 152 |
| Таблица 3.2.2 - Распределение скважин I, II и III объектов разработки по диапазонам дебитов нефти и<br>жидкости на 01.07.2020 г. ....        | 154 |
| Таблица 3.2.3- Распределение работающих скважин I, II и III объектов по диапазонам обводненности на<br>01.07.2020 г. ....                    | 155 |
| Таблица 3.2.4 - Распределение водонагнетательных и паронагнетательных скважин по диапазонам<br>приемистости на 01.07.2020 г. ....            | 156 |
| Таблица 3.2.5- Характеристика фонда скважин I объекта в целом и по участкам на 01.07.2020 г. ....  | 158 |
| Таблица 3.2.6 – Распределение добывающих скважин I объекта по диапазонам дебитов нефти и жидкости на<br>01.07.2020 г. ....                   | 159 |
| Таблица 3.2.7 – Распределение добывающих скважин I объекта по диапазонам обводненности на 01.07.2020<br>г. ....                              | 160 |
| Таблица 3.2.8– Распределение водонагнетательных и паронагнетательных скважин I объекта по диапазонам<br>приемистости на 01.07.2020 г. ....   | 160 |
| Таблица 3.2.9 - Месторождение Каржанбас. II объект. Состояние фонда скважин на 01.07.2020 г. ....  | 162 |
| Таблица 3.2.10– Распределение скважин II объекта по диапазонам дебитов нефти и жидкости на 01.07.2020<br>г. ....                             | 163 |
| Таблица 3.2.11– Распределение скважин II объекта по диапазонам обводненности на 01.07.2020 г. ....   | 163 |
| Таблица 3.2.12– Распределение водонагнетательных и паронагнетательных скважин II объекта по<br>диапазонам приемистости на 01.07.2020 г. .... | 164 |



|   |     |
|---|-----|
| Таблица 3.2.13- Состояние фонда скважин III объекта на 01.01.2020 г. ....   | 166 |
| Таблица 3.2.14- Распределение скважин III объекта по диапазонам дебитов нефти и жидкости на 01.07.2020 г. ....  | 167 |
| Таблица 3.2.15- Распределение скважин III объекта по диапазонам обводненности на 01.07.2020 г. ....   | 167 |
| Таблица 3.2.16 - Распределение водонагнетательных и паронагнетательных скважин III объекта по диапазонам приемистости на 01.07.2020 г. ....                         | 168 |
| Таблица 3.2.17- Распределение скважин I+II объектов по диапазонам дебитов нефти и жидкости на 01.07.2020 г. ....  | 169 |
| Таблица 3.2.18- Распределение скважин I+II объектов по диапазонам обводнённости на 01.07.2020 г. ....   | 170 |
| Таблица 3.2.19- Проектные и фактические показатели разработки в целом по месторождению.....   | 187 |
| Таблица 3.2.20- Проектные и фактические показатели разработки I объекта.....  | 190 |
| Таблица 3.2.21- Проектные и фактические показатели разработки II объекта.....   | 192 |
| Таблица 3.2.22- Проектные и фактические показатели разработки III объекта.....  | 195 |
| Таблица 3.2.23- Проектные и фактические показатели разработки I объекта Центрального участка.....   | 196 |
| Таблица 3.2.24- Проектные и фактические показатели разработки II объекта Центрального участка.....  | 197 |
| Таблица 3.2.25- Проектные и фактические показатели разработки III объекта Центрального участка.....   | 198 |
| Таблица 3.2.26- Проектные и фактические показатели разработки I объекта Восточного участка.....   | 199 |
| Таблица 3.2.27- Проектные и фактические показатели разработки II объекта Восточного участка.....  | 200 |
| Таблица 3.2.28- Проектные и фактические показатели разработки III объекта Восточного участка.....   | 201 |
| Таблица 3.2.29- Проектные и фактические показатели разработки I объекта Западного участка.....  | 202 |
| Таблица 3.2.30- Проектные и фактические показатели разработки II объекта Западного участка.....   | 203 |
| Таблица 3.2.31- Проектные и фактические показатели разработки III объекта Западного участка.....  | 204 |
| Таблица 3.2.32- Проектные и фактические показатели разработки I объекта Северного участка.....  | 205 |
| Таблица 3.2.33- Состояние выработки запасов нефти по участкам, объектам и целом по месторождению на 01.07.2020 г. ....  | 210 |
| Таблица 3.2.34- Определение вовлеченных запасов нефти по выбранным методикам по состоянию на 01.07.2020 г. ....   | 210 |
| Таблица 3.2.35- Энергетическая характеристика объектов разработки на 01.07.2020 г. ....   | 214 |
| Таблица 3.2.36- Охват эксплуатационного фонда скважин определениями пластового давления и охват опорной сети на 2016-01.07.2020гг. ....                             | 215 |
| Таблица 3.2.37- Количество и виды выполненных определений температуры по объектам и участкам.....   | 224 |
| Таблица 3.2.38- Распределение средней пластовой температуры по зонам, объектам и участкам. ....   | 226 |
| Таблица 3.2.39 - Средние значения параметров газосодержания по объектам разработки м. Каражанбас, утвержденные в Проекте разработки 2001 г. ....                    | 228 |
| Таблица 3.2.40 - Средние параметры газосодержания нефти по объектам разработки м. Каражанбас и выделенным участкам (в УПР и по глубинным пробам 2012-2019 гг.)..... | 228 |
| Таблица 3.2.41 - Динамика фактических замеров газового фактора на ГЗУ по участкам в 2012-2020 гг. ....  | 230 |
| Таблица 3.2.42 - Распределение ГФ по диапазонам, 2014 г. ....   | 231 |
| Таблица 3.2.43 - Распределение ГФ по диапазонам, 2017 г. ....   | 231 |
| Таблица 3.2.44 - Распределение ГФ по диапазонам, 2018 г. ....   | 231 |
| Таблица 3.2.45 - Результаты замеров ГФ измерительными установками в 2018 г. ....  | 232 |
| Таблица 3.2.46 - Распределение ГФ по диапазонам, 2019 г. ....   | 232 |
| Таблица 3.2.47 - Распределение ГФ по диапазонам, 2020 г. ....   | 232 |
| Таблица 3.2.48- Результаты повторных замеров, проведенных в 2020 г. ....  | 233 |
| Таблица 3.2.49- Результаты повторных замеров ГФ, 2014-2020 г. ....  | 234 |
| Таблица 3.2.50- Скважины с результатами замеров ГФ и газосодержанием по гл. пробам 2014-2018 гг. ....   | 236 |
| Таблица 3.2.51 - Распределение замеров по диапазонам значений газового фактора (2014-2020 гг.).....   | 236 |
| Таблица 3.2.52 - Результаты замеров ГФ измерительными установками в 2014-2020 гг. ....  | 238 |
| Таблица 3.2.53- Распределение скважин-кандидатов для замера ГФ по участкам и объектам.....  | 240 |
| Таблица 3.2.54 - Характеристика фонда скважин Центрального участка по состоянию на 01.01.2021 г. ....   | 247 |
| Таблица 3.2.55- Распределение водонагнетательных скважин Центрального участка по приемистости на 01.01.2021 г. ....   | 248 |
| Таблица 3.2.56- Характеристика фонда водонагнетательных скважин западного участка месторождения.....  | 248 |
| Таблица 3.2.57- Распределение водонагнетательных скважин западного участка по приемистости на 01.01.2021 г. ....  | 249 |
| Таблица 3.2.58- Динамика ОТПР 1 объекта Центрального участка 2016-2020 гг. ....   | 250 |
| Таблица 3.2.59- Динамика ОТПР 2 объекта Центрального участка 2016-2020 гг. ....   | 251 |
| Таблица 3.2.60- Динамика ОТПР 3 объекта Центрального участка 2016-2020 гг. ....   | 251 |



|  |     |
|--|-----|
| Таблица 3.2.61– Динамика ОТПР 1 объекта Западного участка 2016-2020 гг. ....   | 252 |
| Таблица 3.2.62– Динамика ОТПР 2 объекта Западного участка 2016-2020 гг. ....   | 253 |
| Таблица 3.2.63– Динамика ОТПР 3 объекта Западного участка 2016-2020 гг. ....   | 254 |
| Таблица 3.2.64 - Характеристика фонда скважин Восточного участка по состоянию на 01.01.2021 г. ....                                  | 255 |
| Таблица 3.2.65- Распределение паронагнетательных скважин Восточного участка по приемистости на 01.01.2021 г. ....                    | 256 |
| Таблица 3.2.66– Динамика ОТПР 1 объекта Восточного участка 2016-2020 гг. ....  | 257 |
| Таблица 3.2.67– Динамика ОТПР 2 объекта Восточного участка 2016-2020 гг. ....  | 257 |
| Таблица 3.2.68– Динамика ОТПР 3 объекта Восточного участка 2016-2020 гг. ....  | 258 |
| Таблица 3.2.69 – Техническое состояние законтурных ВНС на 01.01.2021 г. ....   | 263 |
| Таблица 3.2.70 – Даты последних ремонтов законтурных скважин на 01.01.2021 г. ....   | 264 |
| Таблица 3.2.71 – Показатели законтурной закачки за период 2016-2020 гг. ....   | 266 |
| Таблица 3.2.72 – Распределение среднесуточной приемистости 1 законтурной ВНС по объектам, рядам и участкам ....                      | 266 |
| Таблица 3.2.73- Распределение законтурных ВНС по диапазонам приемистости на 01.01.2021 г. ....                                       | 267 |
| Таблица 3.2.74-Прогнозные объемы закачки воды в законтурные скважины. ....   | 276 |
| Таблица 3.2.75– Скважины-кандидаты для первоочередного проведения КРС ....   | 277 |
| Таблица 3.2.76 – Параметры работы скважин пробуренных с целью уплотнения сетки ....  | 280 |
| Таблица 3.2.77 – Вовлеченные запасы 3 объекта Восточного участка до и после уплотнения ....  | 282 |
| Таблица 3.2.78 -Охват перфорацией и воздействием в скважинах по данным ГИС-контроля. ....  | 284 |
| Таблица 3.2.79 – Результаты работ по ВПП ТОО «Атриум Актобе» в 2016-2017 г. ....   | 292 |
| Таблица 3.2.80– Результаты ОПИ ВПП в 2018 г. ....  | 294 |
| Таблица 3.2.81– Сравнение результатов ОПП до и после обработок. ....   | 294 |
| Таблица 3.2.82 – Сводная таблица результатов выполнения ВПП 2019г. ....  | 296 |
| Таблица 3.2.83 - Результаты ОПП до и после ВПП в 2019 г. ....  | 297 |
| Таблица 3.2.84 – Сводная таблица результатов выполнения ВПП 2020г. ....  | 301 |
| Таблица 3.2.85 - Результаты ОПП до и после ВПП в 2020 г. ....  | 302 |
| Таблица 3.2.86– Статус выполнения ОПИ технологий ....  | 304 |
| Таблица 3.2.87- Количество и продолжительность циклов закачки пара и воды ....   | 306 |
| Таблица 3.2.88-Сравнительная таблица по вариантам. ....  | 309 |
| Таблица 3.2.89– Прогнозные варианты секторной гидродинамической модели ....  | 311 |
| Таблица 3.2.90– Количество и продолжительность циклов закачки пара и воды. ....  | 312 |
| Таблица 3.2.91– Сравнительная таблица по вариантам. ....   | 314 |
| Таблица 3.2.92– Действующие интервалы перфорации скважин ячейки скв. 2852-2852Д. ....  | 328 |
| Таблица 3.2.93– Результаты интерпретации профиля приемистости пара скважин 2852 и 2852Д. ....  | 329 |
| Таблица 3.2.94– Действующие интервалы перфорации скважин ячейки 4896-4896Д. ....   | 330 |
| Таблица 3.2.95– Результаты интерпретации профиля приемистости пара скважин 4896 и 4896Д. ....  | 331 |
| Таблица 3.2.96– Действующие интервалы перфорации скважин ячейки 4836-4836Д. ....   | 333 |
| Таблица 3.2.97– Действующие интервалы перфорации скважин ячейки 5016-5016Д. ....   | 334 |
| Таблица 3.2.98-Результаты интерпретации профиля приемистости пара скважин 5016-5016Д. ....   | 335 |
| Таблица 3.2.99– Действующие интервалы перфорации скважин ячейки 5016-5016Д. ....   | 336 |
| Таблица 3.2.100-Результаты интерпретации профиля приемистости пара скважин 5017-5017Д. ....  | 337 |
| Таблица 3.2.101–Показатели уплотняющих скважин центрального участка ....   | 340 |
| Таблица 3.2.102– Показатели соседних скважин в районе уплотнения по состоянию на 01.01.2021г. ....                                   | 340 |
| Таблица 3.2.103 – Показатели уплотняющих скважин Восточного участка I объекта ....   | 346 |
| Таблица 3.2.104– Показатели соседних скважин в районе уплотнения по состоянию на 01.01.2021г. ....                                   | 346 |
| Таблица 3.2.105– Плановые и средние показатели по уплотняющим скважинам ....   | 348 |
| Таблица 3.4.1– Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов. ....  | 353 |
| Таблица 3.4.2 –Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки ....  | 358 |
| Таблица 4.1.1 – Вариант-3. Месторождение Каражанбас. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. .... | 365 |
| Таблица 4.1.2 – Вариант-3. Месторождение Каражанбас. Характеристика основного фонда скважин. ....                                    | 366 |
| Таблица 4.1.3 – Вариант-3. Объект-I. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. ....                 | 367 |
| Таблица 4.1.4 – Вариант-3. Объект-I. Характеристика основного фонда скважин. ....  | 368 |
| Таблица 4.1.5 – Вариант-3. Объект-II. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. ....                | 369 |
| Таблица 4.1.6 – Вариант-3. Объект-II. Характеристика основного фонда скважин. ....   | 370 |



|  |     |
|--|-----|
| Таблица 4.1.7 – Вариант-3. Объект-III. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. ....   | 371 |
| Таблица 4.1.8 – Вариант-3. Объект-III. Характеристика основного фонда скважин. ....  | 372 |
| Таблица 4.1.9 – Вариант-3. Объект-IV. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. ....  | 373 |
| Таблица 4.1.10 – Вариант-3. Объект-IV. Характеристика основного фонда скважин. ....  | 374 |
| Таблица 4.1.11 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Центр I Объект. ....  | 375 |
| Таблица 4.1.12 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Центр I Объект. ....   | 376 |
| Таблица 4.1.13 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Центр II Объект. ....   | 377 |
| Таблица 4.1.14 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Центр II Объект. ....  | 378 |
| Таблица 4.1.15 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Центр III Объект. ....  | 379 |
| Таблица 4.1.16 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Центр III Объект. ....   | 380 |
| Таблица 4.1.17 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Центр IV Объект. ....   | 381 |
| Таблица 4.1.18 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Центр IV Объект. ....  | 382 |
| Таблица 4.1.19 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Восток I Объект. ....   | 383 |
| Таблица 4.1.20 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Восток I Объект. ....  | 384 |
| Таблица 4.1.21 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Восток II Объект. ....  | 385 |
| Таблица 4.1.22 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Восток II Объект. ....   | 386 |
| Таблица 4.1.23 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Восток III Объект. ....   | 387 |
| Таблица 4.1.24 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Восток III Объект. ....  | 388 |
| Таблица 4.1.25 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Запад I Объект. ....  | 389 |
| Таблица 4.1.26 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Запад I Объект. ....   | 390 |
| Таблица 4.1.27 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Запад II Объект. ....   | 391 |
| Таблица 4.1.28 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Запад II Объект. ....  | 392 |
| Таблица 4.1.29 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Запад III Объект. ....  | 393 |
| Таблица 4.1.30 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Запад III Объект. ....   | 394 |
| Таблица 4.1.31 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Север I Объект. ....  | 395 |
| Таблица 4.1.32 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Север I Объект. ....   | 396 |
| Таблица 4.1.33 – Сводная таблица моделирования с выделением варианта с наибольшими положительными дисконтированными потоками денежной наличности ....                                | 400 |
| Таблица 4.1.34 – Сводная таблица моделирования с выделением варианта с наибольшими положительными дисконтированными потоками денежной наличности среди вариантов с сухостью 40% .... | 400 |
| Таблица 4.1.35 – КИН по вариантам с итогами по дисконтированному потоку денежной наличности (млн.тенге) ....   | 401 |
| Таблица 4.1.36 – Характеристика сеток секторов ....  | 405 |
| Таблица 4.1.37 – Параметры секторов ....   | 409 |
| Таблица 4.1.38 – Зависимость вязкости нефти от температуры ....  | 412 |
| Таблица 4.1.39 – Интегральные экономические показатели за рентабельный период ....   | 418 |
| Таблица 4.3.1 – Коэффициенты вытеснения по объектам и участкам месторождения ....  | 457 |
| Таблица 4.3.2 – Месторождение Каражанбас. Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки.....   | 459 |
| Таблица 6.1.1 – Состояние фонда скважин на 01.07.2020 г. ....  | 464 |
| Таблица 6.1.2 – Исходные данные для расчёта предельных забойных давлений фонтанирования ....   | 467 |
| Таблица 6.1.3 – Предельные условия фонтанирования при Руст. 0,1; 0,3; 0,5 МПа. ....  | 467 |
| Таблица 6.1.4 – Показатели эксплуатации скважин УШГН 2015-2020гг. ....   | 475 |
| Таблица 6.2.1 – Результаты мониторинга коррозии за период 2018г. ....  | 477 |
| Таблица 6.2.2 – Эффективность применения ингибитора коррозии по объектам контроля за 2018г. ....   | 478 |



|   |     |
|---|-----|
| Таблица 6.2.3- Результаты мониторинга коррозии на объектах контроля до и после закачки ингибитора ...   | 478 |
| Таблица 6.2.4-Марки деэмульгаторов с результатами по содержанию остаточной воды и степени обезвоживания> 90–95 % .....                                | 480 |
| Таблица 6.2.5– Образцы деэмульгаторов .....   | 480 |
| Таблица 6.2.6– Результаты закачки бактерицида .....   | 482 |
| Таблица 6.2.7- Объемы выполняемых мероприятий .....   | 484 |
| Таблица 6.3.1- Характеристика фонда добывающих скважин на месторождении Каражанбас .....  | 487 |
| Таблица 6.3.2– Количество подключенных добывающих скважин по каждой ГЗУ на месторождении Каражанбас .....   | 487 |
| Таблица 6.3.3- диаметр и общая протяженность трубопроводов, по ЦДН на месторождении Каражанбас ..   | 489 |
| Таблица 6.3.4– проектные мощности и фактическая загруженность ГЗУ .....   | 490 |
| Таблица 6.3.5– Перечень технологического оборудования, установленного на ГЗУ месторождения Каражанбас .....   | 494 |
| Таблица 6.4.1– Динамика изменения переработки/утилизации сырого газа за 2015-2019 гг. ....  | 504 |
| Таблица 6.4.2– Баланс сырого газа месторождения Каражанбас .....  | 504 |
| Таблица 6.5.1– Мощность систем ППД .....  | 505 |
| Таблица 6.5.2-Водоводы системы ППД .....  | 510 |
| Таблица 6.5.3- Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде.....   | 511 |
| Таблица 6.5.4 – Результаты сравнительных химических анализов по пробам воды после КОС-1 и ЦППН ..   | 516 |
| Таблица 6.5.5– Объемы работ по транспортировке воды с КОС-1 до ЦППН .....   | 517 |
| Таблица 6.5.6– Перечень необходимого оборудования для модульной установки по очистке сточных вод ..   | 518 |
| Таблица 6.5.7 – результаты лабораторных анализов по определению основных физико-химических свойств воды после КОС-2.....                              | 519 |
| Таблица 6.5.8– Качество попутно добываемой воды на ЦППН и ДНС-2, опреснённой и сточной воды с завода.....   | 520 |
| Таблица 6.6.1- Перечень мобильных паропроводов на месторождении Каражанбас.....   | 528 |
| Таблица 6.6.2- Перечень оборудования для реализации варианта разработки 1 на месторождении Каражанбас .....   | 532 |
| Таблица 6.6.3- Перечень оборудования для реализации варианта разработки 2 на месторождении Каражанбас .....   | 534 |
| Таблица 6.6.4- Перечень оборудования для реализации варианта разработки 3 на месторождении Каражанбас .....   | 536 |
| Таблица 7.1.1– Рекомендуемая конструкция скважин .....  | 538 |
| Таблица 7.1.2– Рекомендуемая конструкция скважин в случае осложнений при бурении .....  | 538 |
| Таблица 7.1.3– Рекомендуемая конструкция горизонтальных скважин .....   | 538 |
| Таблица 9.1.1– Список скважин, рекомендуемых на отбор глубинных проб .....  | 547 |
| Таблица 9.2.1-Параметры глинистого раствора в скважинах при проведении ГИС.....   | 550 |
| Таблица 9.2.2-Выполнение объема ГИС-к на месторождении Каражанбас .....   | 551 |
| Таблица 9.2.3-Объем и результаты АКЦ в интервале продуктивных пластов по годам .....  | 554 |
| Таблица 9.2.4-Виды и периодичность исследований ГИС на месторождении .....  | 556 |
| Таблица 9.2.5-Виды исследований по приоритетам.....   | 558 |
| Таблица 9.3.1- Комплекс рекомендуемых исследовательских работ .....   | 561 |
| Таблица 9.3.2- План рекомендуемых мероприятий по контролю за процессом разработки .....   | 568 |
| Таблица 11.1.1-Запасынефти категории С2 по состоянию на 02.01.2020 г. ....  | 576 |
| Таблица 11.1.2– Результаты опробования разведочных скважин пробуренных на западной периклинали в водоохраной зоне Каспийского моря м.Каражанбас ..... | 578 |
| Таблица 12.1.1– Технологические показатели по блокам промысла ВВГ .....   | 590 |
| Таблица 12.1.2 – Технологические параметры наиболее известных работ по применению ВПГ .....   | 590 |
| Таблица 12.1.3 – Критерии применимости ВПГ по различным авторам с учетом мирового опыта .....   | 591 |
| Таблица 12.1.4 Сводная таблица результатов по определению кинетических параметров .....   | 593 |
| Таблица 12.1.5 – Прогноз основных технологических показателей разработки (варианты 1-2) .....   | 601 |
| Таблица 12.1.6 – Прогноз основных технологических показателей разработки (варианты 3-4) .....   | 601 |
| Таблица 12.1.7 – Прогноз основных технологических показателей разработки (варианты 5-6) .....   | 602 |
| Таблица 12.1.8 – Список оборудования для обустройства участка по варианту 1 (закачка пара) .....  | 603 |
| Таблица 12.1.9 – Список оборудования для обустройства участка по варианту 2 (закачка горячей воды) ...  | 603 |
| Таблица 12.1.10 – Список оборудования для обустройства участка по вариантам 3-6 (закачка воздуха) ....  | 604 |
| Таблица 12.1.11 – Капитальные вложения по варианту 1 (закачка пара) без учета НДС .....   | 606 |
| Таблица 12.1.12 – Капитальные вложения по варианту 2 (закачка горячей воды) без учета НДС .....   | 606 |



|  |     |
|--|-----|
| Таблица 12.1.13 – Капитальные вложения по вариантам 3-6 (закачка воздуха) без учета НДС.....                     | 607 |
| Таблица 12.1.14 – Исходные показатели для экономической оценки .....   | 609 |
| Таблица 12.1.15 – Расчет экономической эффективности проекта по варианту 1 .....                                 | 611 |
| Таблица 12.1.16 – Расчет экономической эффективности проекта по варианту 2 .....                                 | 611 |
| Таблица 12.1.17 – Расчет экономической эффективности проекта по вариантам 3-6 .....                              | 612 |
| Таблица 12.1.18 – Интегральные экономические показатели за рентабельный период .....                             | 613 |
| Таблица 12.1.19 – Интегральные экономические показатели за лицензионный период .....                             | 614 |
| Таблица 12.2.1– Характеристика фонда скважин.....  | 617 |
| Таблица 12.2.2 – Распределение фонда скважин по дебитам нефти .....  | 618 |
| Таблица 12.2.3 – Распределение фонда скважин по дебитам жидкости .....   | 618 |
| Таблица 12.2.4 – Распределение фонда скважин по обводненности .....  | 618 |
| Таблица 12.2.5– Характеристика сетки сектора .....   | 621 |
| Таблица 12.2.6– Параметры сектора .....  | 622 |
| Таблица 12.2.7– Зависимость вязкости нефти от температуры .....  | 622 |
| Таблица 12.2.8– Прогноз основных технологических показателей разработки 3 объекта западного участка при ЧЗ.....  | 626 |
| Таблица 12.2.9–Капитальные вложения, без учета НДС .....   | 629 |
| Таблица 12.2.10– Интегральные экономические показатели за рентабельный период .....                              | 631 |
| Таблица 12.3.1 – Технические параметры парогазогенератора для закачки МТФ .....                                  | 632 |
| Таблица 12.3.2 – Сравнение параметров воздействия при постоянной закачке пара и парогазовой смеси ...            | 633 |
| Таблица 12.3.3 – Геолого-физические параметры месторождений, на которых применялась технология закачки МТФ ..... | 633 |
| Таблица 12.3.4 – Средние геолого-физические параметры месторождения Каражанбас .....                             | 633 |
| Таблица 12.3.5 – Характеристики скважин, выбранных для моделирования закачки МТФ .....                           | 634 |





## СПИСОК РИСУНКОВ

|   |     |
|---|-----|
| Рисунок 1.1.1- Обзорная карта района работ .....  | 27  |
| Рисунок 2.1.1- Тектоническая схема .....  | 32  |
| Рисунок 2.1.2- Структурная карта по Т отражающему горизонту (по материалам переобработки и<br>переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д. ТОО «PGS Kazakhstan», 2019 г.) .....  | 36  |
| Рисунок 2.1.3- Структурная карта по V отражающему горизонту (по материалам переобработки и<br>переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д. ТОО «PGS Kazakhstan», 2019 г.) .....  | 36  |
| Рисунок 2.1.4- Структурная карта по III отражающему горизонту (по материалам переобработки и<br>переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д. ТОО «PGS Kazakhstan», 2019 г.) .....  | 36  |
| Рисунок 2.1.5- Структурная карта по Д1 отражающему горизонту (по материалам переобработки и<br>переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д. ТОО «PGS Kazakhstan», 2019 г.) .....   | 36  |
| Рисунок 2.1.6- Структурная карта по II отражающему горизонту (по материалам переобработки и<br>переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д. ТОО «PGS Kazakhstan», 2019 г.) .....   | 37  |
| Рисунок 2.2.1 – Изменение вязкости пластовой нефти по годам. Месторождение Каражанбас .....   | 89  |
| Рисунок 2.2.2 – Изменение вязкости пластовой нефти по годам. Северный участок – участки закачки пара<br>(западная часть), ЧЗПВ (чередование пара и холодной воды) -Западная и центральная часть, холодная<br>вода (восточная часть) ..... | 90  |
| Рисунок 2.2.3 – Изменение вязкости пластовой нефти по годам. Центральный участок – закачка холодной<br>воды .....   | 90  |
| Рисунок 2.2.4 – Изменение вязкости пластовой нефти по годам. Восточный участок – закачка пара, зона<br>сочленения – закачка пара и закачка воды. ....   | 90  |
| Рисунок 2.2.5 – Изменение вязкости пластовой нефти по годам. Западный участок – Холодная вода, на 1 и 3<br>объектах есть участки где применяется технология ЧЗПВ. ....  | 91  |
| Рисунок 2.3.1- Скважина Каражанбас 6147. Кривые ОФП для нефти и воды нестационарным методом по 9<br>экспериментам. ....   | 117 |
| Рисунок 2.3.2- Скважина Каражанбас 7415. Кривые ОФП для нефти и воды нестационарным методом по 5<br>экспериментам. ....   | 117 |
| Рисунок 2.3.3– Зависимость вытеснения от температуры закачки и проницаемости коллектора для пачки А1<br>.....   | 118 |
| Рисунок 2.3.4- Зависимость вытеснения от температуры закачки и проницаемости коллектора для<br>горизонтов Ю1 .....  | 119 |
| Рисунок 2.3.5- Зависимость вытеснения от температуры закачки и проницаемости коллектора для горизонта<br>Ю-2 .....  | 119 |
| Рисунок 2.3.6– График распределения пористости и проницаемости.....   | 125 |
| Рисунок 2.3.7– Результаты компьютерной томографии скв. Каражанбас 8096 (инт. 312,0-313,0 м). ....   | 126 |
| Рисунок 2.3.8– Результаты компьютерной томографии скв. Каражанбас 8096 (инт. 314,0-315,0 м). ....   | 126 |
| Рисунок 3.1.1–Билогарифмический график скважин залежи ЮЗ.....   | 143 |
| Рисунок 3.1.2– Распределение гидродинамических исследований по типам с начала разработки<br>м.Каражанбас.....   | 148 |
| Рисунок 3.2.1 – Динамика распределения скважин по дебитам нефти в целом по месторождению. ....  | 153 |
| Рисунок 3.2.2 – Динамика распределения скважин по дебитам жидкости в целом по месторождению. ....   | 153 |
| Рисунок 3.2.3 – Динамика распределения скважин по обводненности в целом по месторождению .....  | 154 |
| Рисунок 3.2.4 – Динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению<br>.....  | 173 |
| Рисунок 3.2.5 – Динамика закачки рабочих агентов и фонда действующих нагнетательных скважин в целом<br>по месторождению .....   | 173 |
| Рисунок 3.2.6 – Динамика основных технологических показателей разработки I объекта .....  | 175 |
| Рисунок 3.2.7 – Динамика закачки рабочих агентов и фонда действующих нагнетательных скважин I объекта<br>.....  | 175 |
| Рисунок 3.2.8 – Динамика основных технологических показателей разработки I объекта по участкам .....  | 176 |
| Рисунок 3.2.9–Динамика основных технологических показателей разработки II объекта .....   | 178 |
| Рисунок 3.2.10–Динамика закачки рабочих агентов и фонда действующих нагнетательных скважин II<br>объекта .....  | 178 |
| Рисунок 3.2.11–Динамика основных технологических показателей разработки II объекта по участкам.....   | 179 |



|  |     |
|--|-----|
| Рисунок 3.2.12– Месторождение Каражанбас. III объект. Динамика основных технологических показателей разработки.....                                | 181 |
| Рисунок 3.2.13– Месторождение Каражанбас. III объект разработки. Динамика закачки рабочих агентов и фонда действующих нагнетательных скважин ..... | 182 |
| Рисунок 3.2.14– Динамика основных технологических показателей разработки III объекта по участкам. ....   | 183 |
| Рисунок 3.2.15– Сравнение проектных и фактических показателей по месторождению .....   | 185 |
| Рисунок 3.2.16– Ввод новых скважин по месторождению .....  | 186 |
| Рисунок 3.2.17 - Зависимость удельной месячной добычи нефти и жидкости от накопленных отборов в целом по месторождению на 01.07.2020 г .....       | 208 |
| Рисунок 3.2.18 - Обводненность и отбор от утвержденных извлекаемых запасов по объектам, участкам и в целом по месторождению на 01.07.2020г. ....   | 208 |
| Рисунок 3.2.19 – Сравнение текущего, утвержденного и потенциальных КИН по участкам месторождения. ....   | 209 |
| Рисунок 3.2.20–Состояние выработки утвержденных извлекаемых запасов нефти по объектам и участкам на 01.07.2020 г. ....                             | 209 |
| Рисунок 3.2.21- Зависимость удельной месячной добычи нефти и жидкости от накопленных отборов в целом по I объекту.....                             | 211 |
| Рисунок 3.2.22-Зависимость удельной месячной добычи нефти и жидкости от накопленных отборов в целом по II объекту .....                            | 211 |
| Рисунок 3.2.23 -Зависимость удельной месячной добычи нефти и жидкости от накопленных отборов в целом по III объекту .....                          | 211 |
| Рисунок 3.2.24 - Характеристика вытеснения по методу Копытова Центр, I объект .....  | 212 |
| Рисунок 3.2.25- Характеристика вытеснения по методу Пирвердяна. Восток, I объект .....   | 212 |
| Рисунок 3.2.26 - Характеристика вытеснения по методу Назарова. Восток, II объект .....   | 212 |
| Рисунок 3.2.27- Характеристика вытеснения по методу Сипачева- Пасевича. Центр, III объект .....  | 212 |
| Рисунок 3.2.28- Характеристика вытеснения по методу Назарова. Запад, I объект .....  | 213 |
| Рисунок 3.2.29- Характеристика вытеснения по методу Копытова Восток, II объект .....   | 213 |
| Рисунок 3.2.30- Характеристика вытеснения по методу Пирвердяна. Центр, IV объект .....   | 213 |
| Рисунок 3.2.31- Характеристика вытеснения по методу Копытова. Центр, IV объект.....  | 213 |
| Рисунок 3.2.32–I Объект. Динамика, средневзвешенного Рпл за 2016-01.07.2020 гг. ....   | 216 |
| Рисунок 3.2.33– Локальная зона со сниженным $R_{пл}$ . II объект. Восточный участок .....  | 217 |
| Рисунок 3.2.34–II Объект. Динамика, средневзвешенного Рпл за 2016-01.07.2020 гг. ....  | 219 |
| Рисунок 3.2.35– III Объект. Динамика, средневзвешенного Рпл за 2016-01.10.2020 гг. ....  | 221 |
| Рисунок 3.2.36– Карта изотерм 1 объекта по состоянию 01.07.2020 г. ....  | 226 |
| Рисунок 3.2.37– Карта изотерм 2 объекта по состоянию 01.07.2020 г. ....  | 226 |
| Рисунок 3.2.38– Карта изотерм 3 объекта по состоянию 01.07.2020 г. ....  | 227 |
| Рисунок 3.2.39- Динамика газового фактора по месторождению.....  | 229 |
| Рисунок 3.2.40– Динамика фактических замеров газового фактора на ГЗУ по участкам в 2012-2020 гг.....   | 230 |
| Рисунок 3.2.41 – Результаты повторных замеров значения ГФ (до 25 м <sup>3</sup> /т), проведенных в 2020 г. ....                                    | 233 |
| Рисунок 3.2.42 – Результаты повторных замеров значения ГФ (более 25 м <sup>3</sup> /т), проведенных в 2020 г. ....                                 | 234 |
| Рисунок 3.2.43 – Результаты повторных замеров ГФ (до 40 м <sup>3</sup> /т), проведенных в 2014-2020 г. ....  | 235 |
| Рисунок 3.2.44 – Результаты повторных замеров ГФ (свыше 40 м <sup>3</sup> /т), проведенных в 2014-2020 г. ....                                     | 235 |
| Рисунок 3.2.45 – Средние значения ГФ, замеренного промысловыми установками по участкам и объектам (2014-2020 гг.). ....                            | 237 |
| Рисунок 3.2.46- Скважины с замерами ГФ, согласно градации. Западный участок .....  | 243 |
| Рисунок 3.2.47- Скважины с замерами ГФ, согласно градации. Северный участок .....  | 243 |
| Рисунок 3.2.48- Скважины с замерами ГФ, согласно градации. Восточный участок .....   | 243 |
| Рисунок 3.2.49- Скважины с замерами ГФ, согласно градации. Центральный участок .....   | 244 |
| Рисунок 3.2.50- Распределение значений газового фактора в целом по месторождению.....  | 244 |
| Рисунок 3.2.51– Распределение значений газового фактора. Восточный участок .....   | 244 |
| Рисунок 3.2.52– Распределение значений газового фактора. Западный участок .....  | 245 |
| Рисунок 3.2.53– Распределение значений газового фактора. Центральный участок .....   | 245 |
| Рисунок 3.2.54– Распределение значений газового фактора. Северный участок .....  | 245 |
| Рисунок 3.2.55– Динамика газового фактора по Центральному участку .....  | 246 |
| Рисунок 3.2.56-Динамика газового фактора по Восточному участку .....   | 246 |
| Рисунок 3.2.57– Динамика газового фактора по Западному участку .....   | 246 |
| Рисунок 3.2.58– Динамика газового фактора по Северному участку .....   | 247 |



|  |     |
|--|-----|
| Рисунок 3.2.59- Динамика основных технологических показателей разработки 1 объекта Центрального участка.....                                   | 249 |
| Рисунок 3.2.60- Динамика основных технологических показателей разработки 2 объекта Центрального участка.....                                   | 250 |
| Рисунок 3.2.61- Динамика основных технологических показателей разработки 3 объекта Центрального участка.....                                   | 251 |
| Рисунок 3.2.62- Динамика основных технологических показателей разработки 1 объекта Западного участка.....                                      | 252 |
| Рисунок 3.2.63- Динамика основных технологических показателей разработки 2 объекта Западного участка.....                                      | 253 |
| Рисунок 3.2.64- Динамика основных технологических показателей разработки по 3 объекту Западного участка.....                                   | 253 |
| Рисунок 3.2.65- Динамика основных технологических показателей разработки 1 объекта Восточного участка.....                                     | 256 |
| Рисунок 3.2.66- Динамика основных технологических показателей разработки 2 объекта Восточного участка.....                                     | 257 |
| Рисунок 3.2.67- Динамика основных технологических показателей разработки 3 объекта Восточного участка.....                                     | 258 |
| Рисунок 3.2.68 – Распределение скорости индикаторной жидкости от законтурной скважины 14П к добывающим.....                                    | 260 |
| Рисунок 3.2.69 – Распределение скорости индикаторной жидкости и значений проницаемости от законтурной скважины 14П к добывающим скважинам..... | 261 |
| Рисунок 3.2.70 – Диаграмма распределения фильтрационных потоков от законтурной нагнетательной скважины 45П.....                                | 262 |
| Рисунок 3.2.71 – Диаграмма распределения скоростей перемещения фильтрационных потоков от нагнетательной скважины 45П.....                      | 262 |
| Рисунок 3.2.72 – Карта гидродинамической связи между нагнетательной и добывающими скважинами. Производительности каналов скважин.....          | 262 |
| Рисунок 3.2.73 – Направление фильтрационных потоков. Роза-диаграмма максимальных скоростей первых порций добывающих скважин.....               | 263 |
| Рисунок 3.2.74 – Распределение фонда законтурных водонагнетательных скважин по состоянию забоя на 01.01.2021 г. ....                           | 264 |
| Рисунок 3.2.75 – Ремонты фонда законтурных скважин за весь период.....   | 265 |
| Рисунок 3.2.76 – Динамика закачки сточной воды и фонда законтурных ВНС.....  | 266 |
| Рисунок 3.2.77 – График изменения грифонов в зависимости от работы законтурных ВНС 20 ряда.....  | 268 |
| Рисунок 3.2.78 – Динамика приемистости, Р <sub>зак</sub> и отработанного времени скважины 14П.....   | 268 |
| Рисунок 3.2.79 – График изменения грифонов в зависимости от работы законтурных ВНС 30 ряда.....  | 269 |
| Рисунок 3.2.80 – Динамика приемистости, Р <sub>зак</sub> и отработанного времени скв. 31П.....   | 269 |
| Рисунок 3.2.81 – Область влияния законтурной закачки по II объекту (Центр).....  | 270 |
| Рисунок 3.2.82 – График корреляции ОТПР и законтурной закачки по II объекту (Центр).....   | 270 |
| Рисунок 3.2.83 – Область влияния законтурной закачки по III объекту (Восток).....  | 271 |
| Рисунок 3.2.84 – График корреляции ОТПР и законтурной закачки по III объекту (Восток).....   | 271 |
| Рисунок 3.2.85 – Карта накопленных отборов II объекта, Центральный участок. Область влияния законтурной закачки.....                           | 272 |
| Рисунок 3.2.86 – Карта накопленных отборов III объекта, Восточный участок. Область влияния законтурной закачки.....                            | 272 |
| Рисунок 3.2.87 – Настройка модели материального баланса южной части Центрального участка (II объект) на исторические данные.....               | 273 |
| Рисунок 3.2.88 – Настройка модели материального баланса южной части Восточного участка (III объект) на исторические данные.....                | 273 |
| Рисунок 3.2.89 – Участок карты с обозначением границ участка ПТВ-3.....  | 274 |
| Рисунок 3.2.90 – Пластовое давление до адаптации Пластовое давление после адаптации.....   | 274 |
| Рисунок 3.2.91 – Пластовое давление до адаптации Пластовое давление после адаптации.....   | 275 |
| Рисунок 3.2.92 – Пластовое давление до адаптации Пластовое давление после адаптации.....   | 275 |
| Рисунок 3.2.93 – Кривые адаптации пластового давления, выполненные Синцзянским НИИ.....  | 276 |
| Рисунок 3.2.94 – Схема расположения ячеек уплотняющего бурения на Восточном участке 3 объекта.....   | 279 |
| Рисунок 3.2.95 – Ввод уплотняющих скважин по годам.....  | 279 |
| Рисунок 3.2.96 – Расположение скважин с уплотненной сеткой по состоянию на 01.01.21 г. ....  | 280 |



|   |     |
|---|-----|
| Рисунок 3.2.97 – Динамика дебитов по нефти, обводненности и фонда скважин до и после проведения уплотнения.....                                     | 281 |
| Рисунок 3.2.98 – Характеристика вытеснения по методике Сипачева-Посевича .....  | 281 |
| Рисунок 3.2.99 – Выкопировка участков кривой ЖНФ до и после уплотнения.....   | 282 |
| Рисунок 3.2.100 – Сопоставление результатов ОПП до и после обработки с приростом добычи .....   | 295 |
| Рисунок 3.2.101– Сопоставление результатов ОПП до и после обработки с приростом добычи .....  | 299 |
| Рисунок 3.2.102– Расположение участка и схема применения технологии чередующейся закачки пара и воды .....  | 305 |
| Рисунок 3.2.103– Расположение участка чередующейся закачки пара и воды .....  | 305 |
| Рисунок 3.2.104– Динамика технологических показателей участка ЧЗ.....   | 307 |
| Рисунок 3.2.105– Динамика фактических и прогнозных уровней .....  | 309 |
| Рисунок 3.2.106– Динамика накопленной прибыли.....  | 310 |
| Рисунок 3.2.107– Участок моделирования на карте текущих отборов, 3 объект Западный участок .....  | 311 |
| Рисунок 3.2.108– Текущий участок ОПИ ЧЗ, 3 объект Западный участок .....  | 312 |
| Рисунок 3.2.109– Динамика технологических показателей участка ЧЗ.....   | 313 |
| Рисунок 3.2.110– Динамика фактических и прогнозных уровней .....  | 313 |
| Рисунок 3.2.111– Динамика накопленной прибыли.....  | 314 |
| Рисунок 3.2.112– Карта изобар участка ЧЗПВ, 3 объект Западный участок .....   | 315 |
| Рисунок 3.2.113– Данные давления пара на МПГУ, устье и инт. перфорации ПНС 6037, 6039, 6041 .....   | 316 |
| Рисунок 3.2.114 – Схема применения технологии чередующейся закачки пара и воды на участке .....   | 318 |
| Рисунок 3.2.115– Динамика технологических показателей по участку.....   | 318 |
| Рисунок 3.2.116 – Количество и продолжительность циклов закачки пара и воды.....  | 318 |
| Рисунок 3.2.117– Количество и продолжительность циклов закачки пара и воды.....   | 319 |
| Рисунок 3.2.118 – Фрагмент карты Северного блока (западная часть) с выделенным первоначальным и дополнительным участками для ОПИ технологии ЧЗ..... | 320 |
| Рисунок 3.2.119– Схема ЧЗПВ на дату 01.01.2021 г. ....  | 321 |
| Рисунок 3.2.120– Количество и продолжительность циклов закачки пара и воды.....   | 321 |
| Рисунок 3.2.121– Динамика технологических показателей по участку.....   | 321 |
| Рисунок 3.2.122–Динамика фактических и прогнозных уровней.....  | 322 |
| Рисунок 3.2.123– Схема ЧЗПВ согласно протоколу от 14.01.2021г. ....   | 323 |
| Рисунок 3.2.124– Участок ОПИ на 01.01.2019 г. ....  | 324 |
| Рисунок 3.2.125– Участок ОПИ на 01.02.2020 г. ....  | 324 |
| Рисунок 3.2.126– График кривой ВНФ и технологические показатели участка ОПИ в зоне сочленения.....  | 324 |
| Рисунок 3.2.127– Средний дебит нефти и приемистость скважин участка. ....   | 325 |
| Рисунок 3.2.128– Средний дебит жидкости скважин участка.....  | 325 |
| Рисунок 3.2.129– Средняя обводненность скважин участка. ....  | 325 |
| Рисунок 3.2.130– Участок ОПИ Восточной части Северного участка .....  | 326 |
| Рисунок 3.2.131 – Динамика технологических показателей разработки восточной части Северного участка .....   | 326 |
| Рисунок 3.2.132– Динамика технологических показателей разработки скважин 4791, 5065, 5904, 5907, 5908 .....   | 326 |
| Рисунок 3.2.133 – Динамика технологических показателей разработки скважин 5900, 5901, 5903.....   | 327 |
| Рисунок 3.2.134 – Динамика технологических показателей разработки скважин 5059, 5061, 5906, 5910.....   | 327 |
| Рисунок 3.2.135 – Карта текущих отборов участков ОПИ ОРЗ .....  | 327 |
| Рисунок 3.2.136–Динамика технологических показателей по ячейке скважин 2852-2852Д .....   | 328 |
| Рисунок 3.2.137– Динамика приемистости скважин 2852 и 2852Д.....  | 328 |
| Рисунок 3.2.138– Динамика технологических показателей по ячейке скважин 4896-4896Д.....   | 329 |
| Рисунок 3.2.139– Динамика приемистости скважин 4896 и 4896Д.....  | 330 |
| Рисунок 3.2.140 – ГИС открытого ствола скважины 4896Д, горизонт Ю1. ....  | 331 |
| Рисунок 3.2.141–Динамика технологических показателей по ячейке скважин 4836-4836Д .....   | 332 |
| Рисунок 3.2.142– Динамика приемистости скважин 4836 и 4836Д.....  | 332 |
| Рисунок 3.2.143–Динамика технологических показателей по ячейке скважин 5016-5016Д .....   | 333 |
| Рисунок 3.2.144–Динамика приемистости скважин 5016 и 5016Д.....   | 334 |
| Рисунок 3.2.145–Динамика технологических показателей по ячейке скважин 5017-5017Д .....   | 335 |
| Рисунок 3.2.146 – Динамика приемистости скважин 5017 и 5017Д .....  | 336 |
| Рисунок 3.2.147– Средние значения обводненности до и после начала применения технологии ОРЗ .....   | 337 |
| Рисунок 3.2.148 – Средние значения обводненности до и после начала применения технологии ОРЗ .....  | 337 |
| Рисунок 3.2.149–Участок ОПИ уплотнения сетки до 100 м (район ПТВ-2).....  | 339 |



|  |     |
|--|-----|
| Рисунок 3.2.150-Пробуренные (красные точки) и проектные (фиолетовые точки) уплотняющие скважины на участке ПТВ-2. ....   | 340 |
| Рисунок 3.2.151- Динамика работы ранее пробуренных скважин .....   | 341 |
| Рисунок 3.2.152- Динамика работы скважины 8109 .....   | 342 |
| Рисунок 3.2.153- Динамика работы скважины 8109 .....   | 342 |
| Рисунок 3.2.154- Динамика работы скважины 8109 .....   | 343 |
| Рисунок 3.2.155- Выкопировка карт района скважины 8109 .....   | 343 |
| Рисунок 3.2.156- Динамика работы скважины 8125 .....   | 343 |
| Рисунок 3.2.157- Карта изобар участка по состоянию на 01.01.2020г .....  | 344 |
| Рисунок 3.2.158- Карта изобар участка по состоянию на 01.01.2021г .....  | 344 |
| Рисунок 3.2.159- Район скважины 8087,8106 .....  | 344 |
| Рисунок 3.2.160- Технологические показатели ранее пробуренных скважин .....  | 345 |
| Рисунок 3.2.161- Выкопировка карты с расположением уплотняющих скважин. ....   | 346 |
| Рисунок 3.2.162- Динамика работы ранее пробуренных скважин .....   | 347 |
| Рисунок 3.2.163- Динамика показателей новых уплотняющих скважин .....  | 348 |
| Рисунок 3.2.164- Динамика работы скважины 9207 .....   | 349 |
| Рисунок 3.2.165- Выкопировка участка с карт изобар по состоянию на 01.01.2020 и 01.01.2021 гг. ....  | 349 |
| Рисунок 3.2.166- Показатели участка уплотнения .....   | 350 |
| Рисунок 4.1.1- Фрагменты схем корреляций по секторным моделям (3423 – А, 3666 – В, 3604 – С, 5117 – D, 3605 – Е, 4898 – F) .....                                     | 404 |
| Рисунок 4.1.2- Пример переноса скважинных данных на сетку .....  | 406 |
| Рисунок 4.1.3- Кубы литологии и гистограммы секторных моделей (3423 – А, 3666 – В, 3604 – С, 5117 – D, 3605 – Е, 4898 – F) .....                                     | 407 |
| Рисунок 4.1.4- Гистограммы пористости секторных моделей .....  | 409 |
| Рисунок 4.1.5- Секторные модели ячеек (3423 – А, 3666 – В, 3604 – С, 5117 – D, 3605 – Е, 4898 – F) .....   | 410 |
| Рисунок 4.1.6- Кривые относительных фазовых проницаемостей .....   | 412 |
| Рисунок 4.1.7- Гистограмма распределения куба проницаемости по модели .....  | 412 |
| Рисунок 4.1.8- Результаты адаптации по динамическим показателям (3423 – А, 3666 – В, 3604 – С, 5117 – D, 3605 – Е, 4898 – F) .....                                   | 414 |
| Рисунок 4.1.9- Результаты адаптации по накопленным показателям (3423 – А, 3666 – В, 3604 – С, 5117 – D, 3605 – Е, 4898 – F) .....                                    | 415 |
| Рисунок 6.2.1- Типовая схема БКНС .....  | 476 |
| Рисунок 6.2.2-Результаты мониторинга коррозии на объектах контроля за 2018г. ....  | 477 |
| Рисунок 6.2.3- Результаты эффективности применения ингибитора коррозии за 2018г. ....  | 478 |
| Рисунок 6.2.4-Содержание сероводорода по добывающим скважинам от закачки бактерицида «Bicide MB-5943» в нагнетательную скв.4343 .....                                | 483 |
| Рисунок 6.2.5-Содержание сероводорода по добывающим скважинам от закачки бактерицида «Аманат-8001 Б» в нагнетательную скв.4528 .....                                 | 483 |
| Рисунок 6.2.6- Содержание сероводорода по добывающим скважинам от закачки бактерицида «Ранцид-7015» в нагнетательную скв.6327 .....                                  | 483 |
| Рисунок 6.3.1- Общая принципиальная схема системы сбора нефти на месторождении Каражанбас .....  | 487 |
| Рисунок 6.3.2- Принципиальная технологическая схема ГЗУ .....  | 491 |
| Рисунок 6.3.3- Принципиальная схема ДНС-2 .....  | 495 |
| Рисунок 6.3.4- Принципиальная схема подготовки нефти на ЦППН .....   | 501 |
| Рисунок 6.5.1- Принципиальная схема системы ППД на месторождении Каражанбас .....  | 506 |
| Рисунок 6.5.2- Принципиальная схема системы ППД на месторождении Каражанбас БКНС-ЦППН .....  | 507 |
| Рисунок 6.5.3- Принципиальная схема системы ППД на месторождении Каражанбас БКНС-ДНС-2 .....   | 508 |
| Рисунок 6.5.4- Расчет минимального давления на выходе КОС-1 .....  | 515 |
| Рисунок 6.5.5- Принципиальная схема опреснительного завода .....   | 520 |
| Рисунок 6.6.1- Принципиальная технологическая схема ЦПП .....  | 524 |
| Рисунок 6.6.2- Технологическая схема паропроводов ЦППД на месторождении Каражанбас .....   | 530 |
| Рисунок 9.2.1-Объем ГИС-к по добывающим скважинам за период 2015-01.07.2020гг. ....  | 552 |
| Рисунок 9.2.2-Объем ГИС-к по нагнетательным скважинам за период 2015-01.07.2020гг. ....  | 552 |
| Рисунок 11.1.1-Структурная карта по кровле коллектора продуктивного пласта Б м.Каражанбас. ....  | 577 |
| Рисунок 11.1.2-Район работ по пласту А1 по ПЗ 2021г., а) Выкопировка из структурной карты по кровле коллектора, б) Выкопировка из карты нефтенасыщенных толщин. .... | 581 |
| Рисунок 11.1.3-Район работ по пласту Б по ПЗ 2021 г., а) Выкопировка из структурной карты по кровле коллектора, б) Выкопировка из карты нефтенасыщенных толщин ..... | 582 |



|  |                                     |
|--|-------------------------------------|
| Рисунок 11.1.4- Район работ по пласту В по ПЗ 2021 г., а) Выкопировка из структурной карты по кровле коллектора, б) Выкопировка из карты нефтенасыщенных толщин .....    | 582                                 |
| Рисунок 11.1.5- Район работ по пласту Ю-Иср по ПЗ 2021г., а) Выкопировка из структурной карты по кровле коллектора, б) Выкопировка из карты нефтенасыщенных толщин ..... | 583                                 |
| Рисунок 12.1.1-Расположение участка ОПИ ВПГ .....  | 591                                 |
| Рисунок 12.1.2- Принципиальная схема Трубы Горения .....   | 593                                 |
| Рисунок 12.1.3 – Динамика температуры и компонентного состава газов в ходе проведения эксперимента .....   | 594                                 |
| Рисунок 12.1.4- Динамика выхода нефти и воды и накопленные показатели по Трубе Горения .....   | 594                                 |
| Рисунок 12.1.5 – Расположение участка ОПИ ВПГ .....  | 595                                 |
| Рисунок 12.1.6-Модифицированные (в результате адаптации) кривые ОФП по ГДМ сектора ОПИ .....   | 597                                 |
| Рисунок 12.1.7 – Константы скорости реакции Аррениуса до (слева) и после (справа) ремасштабирования .....  | 598                                 |
| Рисунок 12.1.8-Соответствие баланса реакций ГДМ сектора и ГДМ ТГ .....   | 598                                 |
| Рисунок 12.1.9- Адаптация сектора ОПИ (динамика и накопленная) по добыче жидкости .....  | 599                                 |
| Рисунок 12.1.10- Адаптация сектора ОПИ (динамика и накопленная) по добыче нефти .....  | 599                                 |
| Рисунок 12.2.1- Карта текущих отборов 2 объекта восточной части месторождения с участком моделирования .....   | 617                                 |
| Рисунок 12.2.2 – Динамика дебитов, приемистости, обводненности и фонда по участку .....  | 618                                 |
| Рисунок 12.2.3 – Динамика закачки пара и действующего фонда ПНС .....  | 619                                 |
| Рисунок 12.2.4 – Карта изобар участка предполагаемых работ .....   | 619                                 |
| Рисунок 12.2.5- Фрагмент схемы корреляции по скважинам № 1384, 1386, 1568 .....  | 620                                 |
| Рисунок 12.2.6- Пример переноса скважинных данных на сетку.....  | 621                                 |
| Рисунок 12.2.7- Секторная модель восточного участка .....  | 622                                 |
| Рисунок 12.2.8- Кривые относительных фазовых проницаемостей по восточному участку .....  | 622                                 |
| Рисунок 12.2.9- Гистограмма распределения куба проницаемости по модели .....   | 623                                 |
| Рисунок 12.2.10- – Результаты адаптации по динамическим показателям .....  | 624                                 |
| Рисунок 12.2.11- Результаты адаптации по накопленным показателям .....   | 624                                 |
| Рисунок 12.2.12- Динамика проектной добычи нефти и КИН .....   | 627                                 |
| Рисунок 12.2.13- Принципиальная технологическая схема чередующейся закачки пар/вода на Восточном участке.....  | 628                                 |
| Рисунок 12.3.1 – Парогазогенераторная установка для закачки МТФ .....  | <b>Error! Bookmark not defined.</b> |
| Рисунок 12.3.2 – Участок проектного применения технологии закачки МТФ .....  | 634                                 |



## ВВЕДЕНИЕ

Данная работа была выполнена в соответствии с Техническим заданием, выданным АО "Каражанбасмунай", согласно заказ-наряда №06-19 от 11.03.2019 года к Долгосрочному договору № 16-KGD1-0060 от 04.02.2016 г.

**Целью работы является** составление проектного документа на разработку месторождения на основе утвержденного в 2021 г. подсчета запасов (протокол №2285-21-У от 30.03.2021г).

В проекте выполнено обоснование выделения эксплуатационных объектов разработки и технологических участков, выбраны расчетные варианты разработки по объектам (участкам) с включением тех технологий, которые на текущий момент успешно прошли опытно-промышленные испытания в условиях месторождения Каражанбас, то есть подтверждена их технико-экономическая эффективность. Выполнены прогноз технологических показателей по вариантам на весь период разработки (по участкам, объектам и месторождению в целом), экономическая оценка и выбор рекомендуемого к реализации варианта разработки, обеспечивающего утвержденный КИН. Проведена технико-экономическая оценка ОПИ новых технологий повышения КИН на участках месторождения, по результатам которой ОПИ включены в текущий проект для утверждения.

Выполнено определение (на основе секторного геолого-гидродинамического моделирования) оптимальных объемов закачки пара в пласты основного участка парозакачки с целью достижения утвержденного КИН.



## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Каражанбас расположено в северо-западной части полуострова Бузачи на территории Мангистауской области Республики Казахстан (рис. 1.1.1).

Северо-западная часть полуострова Бузачи представляет собой равнину с абсолютными отметками от минус 19 м до плюс 28 м. Характерной чертой ландшафта является наличие многочисленных соров, труднопроходимых для автотранспорта. Положительные формы рельефа представлены барханами и останцами коренных пород.

Климат района резко континентальный. Температура воздуха колеблется от - 30°C зимой до - 45°C летом. Атмосферные осадки в основном приходятся на осенне-зимний период.

К северо-востоку от месторождения Каражанбас на расстоянии 20-55 км расположены действующие нефтепромыслы Северные Бузачи, Каламкас и Арман. С областным центром – городом Актау, расположенным в 210 км, месторождение связано асфальтированной дорогой. Автомобильные дороги соединяют нефтепромысел Каражанбас с поселком Шетпе и городом Форт-Шевченко. Ближайший населённый пункт – поселок Шетпе, где имеется железнодорожная станция, расположен в 150 км от месторождения.

Через промысел Каражанбас проходит нефтепровод Каламкас-Арман-Каражанбас-Жетыбай–Узень–Атырау–Самара, а также высоковольтная линия электропередачи, обеспечивающая электроэнергией нефтепромыслы Каражанбас, Каламкас, Северные Бузачи и Арман.

### 1.1 ююю





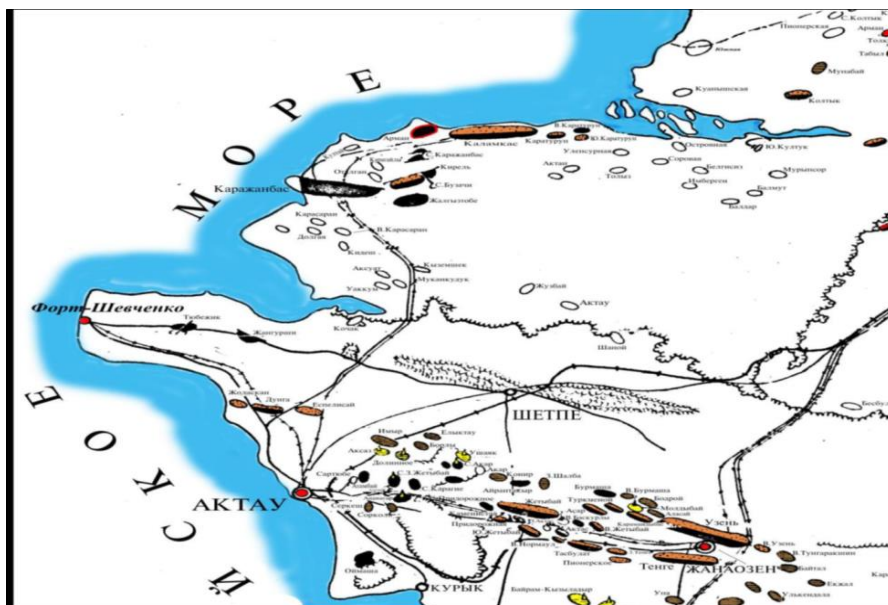


Рисунок 1.1.1- Обзорная карта района работ



## 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Характеристика геологического строения

Нефтегазовое месторождение Каражанбас открыто в 1974 г. Первооткрывательницей является структурно-поисковая скважина К-12, в которой был получен фонтанный приток нефти из нижнемеловых отложений.

Геологическое строение месторождения в настоящей работе приводится в соответствии с принятым в Пересчете запасов нефти по месторождению Каражанбас на 02.01.2020 [1]. При выполнении [1] принималась модель месторождения, разработанная на результатах переобработки и интерпретации данных сейсморазведки 3Д и данных бурения. На дату составления **Проекта разработки** (01.07.2020 г.) было завершено бурением 74 скважин. Материалы по этим скважинам рассмотрены в настоящей работе.

#### Литолого-стратиграфическая характеристика

Пробуренными скважинами на месторождении Каражанбас вскрыты отложения триасового, юрского и мелового возраста, с максимальной вскрытой толщиной 3750 м (скв. Г-2).

#### Мезозойская группа (Mz)

Мезозойские отложения в пределах месторождения Каражанбас расчленяются на два литолого-фациальных комплекса: юрский и меловой, разделенные региональным стратиграфическим несогласием. Юрско-меловые породы залегают со стратиграфическим и угловым несогласием на нижнетриасовых отложениях (на периклиналях – юрские, в сводовой части – меловые).

#### Триасовая система – Т

Триасовые отложения представлены только нижним отделом, в составе индского и оленекского ярусов.

##### Индский ярус T1i

Индский ярус вскрыт только в единственной поисковой скважине Г-2 толщиной 1000 м и представлен переслаиванием песчаников темно-серых полимиктовых и аргиллитов темно-коричневых и темно-серых до почти черных с прослоями алевролитов.

Отложения оленекского яруса T1o, подстилающие юрско-меловую продуктивную толщу, имеют региональное распространение и представлены пестроцветной терригенной формацией, состоящей, в основном, из аргиллитов темно-серых, бурых, с прослоями мергелей и глинистых известняков.

#### Юрская система – J

На месторождении в разрезе юрской системы присутствуют только два отдела: нижний и средний, представленный батским и байосским ярусами.



#### Нижний отдел– J1

Отложения нижнего отдела имеют ограниченное распространение и установлены по данным палинологии лишь в восточной части структуры.

Они представлены глинами серыми с буроватым оттенком, плотными, карбонатными с включением зерен угля и пирита, с прослоями песков буровато-серых мелкозернистых кварцевых, глинистых.

#### Средний отдел - J2

Среднеюрские отложения на месторождении представлены двумя ярусами (батским и байосским). В целом, среднеюрские отложения имеют широкое распространение и большие толщины (до 211 м), причем отмечается уменьшение толщин в пределах структуры с востока на запад, до полного выклинивания в своде.

Байосский ярус (J<sub>2</sub>b). Нижнебайосские отложения, включающие продуктивный **горизонт Ю-II**, представлены песками темно-серыми с буроватым оттенком мелкозернистыми с прослоями глин, включениями угля и обугленных растительных остатков.

Батский ярус (J<sub>2</sub>bt). Верхне байос-батские отложения включают продуктивный **горизонт Ю-I**, имеющий широкое распространение на западе и востоке структуры. Наиболее полный разрез верхнебайос-батских отложений вскрыт на восточной периклинали в скважине 2715. Литологически отложения представлены песками темно-серыми с буроватым оттенком, мелкозернистыми, кварцевыми, битуминозными, с прослоями глин темно-серых.

Необходимо отметить, что результаты палинологического анализа керн из эксплуатационной скважины 8096, проведенного в 2020г, привели к уточнению стратиграфических границ юрских и триасовых отложений использованную в предыдущих работах [1].

Отложения, относимые ранее к триасовым по данным палинологии датируются юрским возрастом, предположительно средний отдел. В связи с этим в работе [1] пересмотрены границы юрских и триасовых отложений в пробуренных скважинах.

В исследованных образцах керн из интервала 312,3-342,5м скв.8096, количество миоспор оказалось не достаточным для более детального расчленения. Однако литологический состав юрских отложений, изученный из интервала 312-390 скважины 8096 отличается от ранее изученных в других скважинах и представлен песчаником, мелкозернистым, алевролитистым, крепким, на карбонатно-глинистом цементе, полимиктовый, преимущественно кварцевого состава. Данный интервал приурочен к



подожженной части юрских отложений и уверенно прослеживается в разрезе эксплуатационных скважин.

Поскольку вскрытая глубина эксплуатационных скважин не превышает 500 м, а данные по глубоким разведочным скважинам отсутствуют, провести границу триасовых отложений не представляется возможным.

Таким образом, установленная новая залежь **Ю-III горизонта** приурочена к среднеюрским отложениям.

#### **Меловая система – К**

Меловая система представлена нижним отделом и включает в себя отложения неокомского надъяруса (берриас-валанжинского, готеривского ярусов, кугусемской свиты - верхний готерив-баррем), аптского и альбского ярусов.

Породы *неокома*  $K_{nc}$  трансгрессивно залегают на среднеюрских и нижнетриасовых (свод структуры) отложениях.

#### *Нижний отдел – $K_1$*

К отложениям *берриас-валанжинского*  $K_{1b-v}$  и *нижней части готеривского*  $K_{1g1}$  ярусов приурочен продуктивный **пласт Д**.

Литологически они представлены переслаиванием сероватых песчаников мелкозернистых, слабосцементированных с глинами серыми и кирпично-красными, уплотненными, неслоистыми, известковистыми, переходящими в верхней части в карбонатные.

*Отложения верхнего готерива-баррема*  $K_{1g1-br}$  (кугусемской свиты) представлены переслаиванием красно-бурых, зеленовато-серых глин, алевролитов мелко-крупнозернистых, песчаников мелкозернистых, полимиктовых, алевролитистых и песков серых до черных, мелкозернистых, некарбонатных, кварцевых, с запахом УВ.

К данной пачке приурочены продуктивные **пласты А, Б, В и Г**.

*Аптский ярус*  $K_{1a}$  со стратиграфическим несогласием перекрывает породы кугусемской свиты. В основании яруса прослеживается базальный песчано-алевролитовый горизонт толщиной до 20 м, сложенный крупнозернистым серым алевролитом и мелкозернистым песчаником алевролитистым с незначительным содержанием гравийно-галечного материала. Выше залегает толща черных неслоистых глин с редкими прослоями мелких мергелистых септариевых конкреций. В верхней части разреза появляются еще и темно-серые глины, переслаивающиеся с алевролитами.



*Альбский ярус K<sub>1al</sub>* с небольшим размывом залегает на отложениях апта. Литологически представлен преимущественно песчано-алевритовыми разностями пород, переслаивающимися с глинистыми породами. В разрезе встречены аммониты.

**Кайнозойская группа (Kz)**

***Четвертичные отложения- Q***

*Четвертичные* отложения с размывом залегают на нижнемеловых и сложены песками, суглинками и супесями, толщиной, не превышающей десяти метров. Сформировались породы при аридном климате.

**Тектоника**

Месторождение Каражанбас расположено в западной части Бузачинского свода, Северо-Устьюртско-Бузачинской системы прогибов и поднятий и приурочено к брахиантиклинальной складке субширотного простирания, осложненной многочисленными разрывными нарушениями. (рисунок 2.1.1).

В строении брахиантиклинали принимают участие осадочные отложения нижнемелового и среднеюрского возраста, граница между которыми характеризуется значительным перерывом в осадконакоплении и угловым несогласием. Складчатое основание платформы сложено нижнетриасовыми породами, которые перекрываются разновозрастными отложениями: от нижнемеловых- в сводовой части поднятия, до среднеюрских- на периклинальных участках.





В 2019 году в рамках дорожной карты АО Каражанбас выполнены работы по проекту «Переобработка и переинтерпретация 3Д сейсмических данных на месторождении Каражанбас» [2] с целью изучения и уточнения геологического строения юрско-меловых и доюрских отложений на месторождении Каражанбас, авторами которой стали «Professional Geo Solutions Kazakhstan», которое принята в работе [1]. В процессе реализации проекта было детализировано и уточнено геологическое строение территории исследования по материалам сейсморазведки 3Д-МОГТ 2001-2005 гг [3, 4]. Переинтерпретация полученных материалов объемной сейсморазведки 3Д 2001 и 2005 годов в комплексе с данными бурения скважин, существенно уточнили структурные планы юрских и меловых отложений и позволили получить уточненную сейсмогеологическую модель месторождения.

В проекте были детально исследованы и проинтерпретированы следующие отражающие горизонты: продуктивный горизонт А в кровле неокоских отложений; Б – кровля продуктивного горизонта Б в отложениях неокома; В – кровля продуктивного горизонта В в отложениях неокома; Д – кровля продуктивного горизонта Д в отложениях неокома; III – кровля юрских отложений; J-II –продуктивный горизонт в отложениях средней юры (уровень горизонта Ю-По); V – поверхность несогласия в подошве юрско-мелового комплекса; Т – кровля репера в отложениях доюрского комплекса.

**ОГ Т.** Участок работ допустимо разделить на две части, которые контролируются нарушением, преимущественно, субширотного простирания, с амплитудой более 300 м (Рис. 2.1.2). Основная структура Каражанбас приурочена к приподнятой части рассматриваемого участка работ и осложнена серией тектонических нарушений, как субширотного, так и субмеридионального простирания. В целом основную структуру Каражанбас, включающую своды «1» и «2», допустимо, по данному горизонту, оконтурить единой изогипсой -420 м, размеры при этом составят 15000х3000 м, при амплитуде 90 м. Необходимо отметить, что оконтуривание происходит только в пределах построенной структурной карты и допускает более погруженное оконтуривание, учитывая отсутствие сейсмической записи на юге участка работ. Если рассматривать своды независимо друг от друга, то размеры свода «1» по изогипсе -410 м составляют 8500х2500 м, при амплитуде 80 м и, соответственно, размеры свода «2» по изогипсе -410 м составляют 5600х2600 м, при амплитуде 80 м. Также допустимо выделить и локальные структуры малой площади, к примеру, свод «3» расположен в восточной части участка работ, представлен изометричной структурой, не осложненной тектоническими нарушениями. Размеры по изогипсе -420 м составляют 1200х1100 м, при амплитуде 20 м. В западной части участка работ, в пределах приподнятой части структуры, выделяется локальное сводовое поднятие «4» субширотного простирания, осложненное малоамплитудным нарушением субмеридионального



простирается. Размеры свода по изогипсе -460 м составляют 2350х700 м, при амплитуде 40 м. В юго-западной части участка работ выделяется тектонически-экранированное поднятие «5» северо-восточного простирается. Размеры свода по изогипсе -500 м составляют 1500х500 м, при амплитуде 50 м. Под номером «6» отмечена область структур в пределах опущенного блока, примыкающих к основному тектоническому нарушению субширотного простирается. Данная структурная область осложнена тектоническими нарушениями, преимущественно субмеридионального простирается, размеры которой по изогипсе -720 м, составляют примерно 7250х1000 м, при амплитуде около 60 м.

**ОГ V.** Структура представляет собой брахиантиклинальную складку, осложненную в северной части высокоамплитудным нарушением. Брахиантиклиналь простирается в субширотном направлении и по изогипсе – 500 м имеет размеры 2300х3500 м и амплитуду порядка 180 м. На структурной поверхности по площади замкнутой изогипсы -400 м выделяются две крупные антиклинали (западная и восточная). Обособленные размеры западной антиклинали составляют 9000х2500 метров с амплитудой поднятия 78 метров. Что касается восточной структуры, 5000х2300 с амплитудой поднятия 75 метров. Углы падения крыльев варьируются в пределах от 3° до 77° (Рис. 2.1.3). Максимальные углы падения наблюдаются на севере и на западе структуры вдоль изогипсы -400 м. Восточная и южная части имеют относительно небольшие значения углов, которые варьируются в диапазоне от 3-15°.

Дююрский комплекс представляет собой сложно построенную надвигово-сдвиговую систему с большим числом разнообразных нарушений. В западной части площади фиксируются тектонические нарушения СВ-ЮЗ простирается. Эти нарушения имеют относительно непротяженный характер, в отличие от основного субширотного нарушения, выделяемого на всех отчетных структурных картах как “северный сброс”. Это нарушение контролирует северную крутую стенку триасового выступа.

**ОГ III.** На структурной карте по III отражающему горизонту структура представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирается (Рис. 2.1.4). Обособленный размер складки по замкнутой изогипсе -400 м составляет 18500х3100 метров. Абсолютные значения по структурной поверхности III варьируются в пределах от -331 до 652 метра с амплитудой 320 метров. В пределах замкнутой изогипсы -385 метров на площади выделяется две крупные антиклинальные структуры: западная и восточная, которые гипсометрически расположены на одном уровне и разделяются незначительным перегибом. Обособленный размер западной структуры составляет 6000х2200 метров с амплитудой поднятия 41 м. Размеры восточной структуры составляют 9500х2800 метров с амплитудой поднятия 54 м. Несмотря на то, что описание структур проводилось как





целостные объекты, большая часть западной и западная часть восточной структур подвержены региональной эрозии, в результате которой уцелели только некоторые участки антиклиналей. Углы падения крыльев структуры изменяются по площади поверхности от 5 до 73°.

**ОГ Д1.** Основная структура Каражанбас приурочена к приподнятой части рассматриваемого участка работ и осложнена серией тектонических нарушений, как субширотного, так и субмеридионального простирания (Рис. 2.1.5). В целом основную структуру Каражанбас, включающую своды «1» и «2», допустимо по данному горизонту оконтурить единой изогипсой -375 м, размеры при этом составят 21150х3500 м, при амплитуде более 80 м. Необходимо отметить, что оконтуривание происходит только в пределах построенной структурной карты и допускает более погруженное оконтуривание, учитывая отсутствие сейсмической записи на юге участка работ.

**ОГ II.** Продуктивный горизонт А на участке Каражанбас соответствует кровле неомских отложений и представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания. В пределах замкнутой изогипсы -284 выделяются две крупные антиклинальные структуры (восточная и западная), что характеризует складку как сложная. Разбег значений между наивысшей и наинизшей отметками структурной поверхности составляет 290 метров и варьируется в диапазоне от -230 м до -520 м. Размеры обособленного восточного купола по замкнутой изогипсе -284 метров составляет 10813х2800 м с амплитудой поднятия 54 метра. Размеры западного купола по замкнутой изогипсе -284 метров составляет 4651х1842 м с амплитудой 35 м. Крылья складки имеют разные углы падения, восточная и западная части структуры имеют пологое падение от 2,5-6° (Рис. 2.1.6).



**Рисунок 2.1.2- Структурная карта по Т отражающему горизонту (по материалам переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д. ТОО «PGS Kazakhstan», 2019 г.)**

**Рисунок 2.1.3- Структурная карта по V отражающему горизонту (по материалам переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д. ТОО «PGS Kazakhstan», 2019 г.)**

**Рисунок 2.1.4- Структурная карта по III отражающему горизонту (по материалам переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д. ТОО «PGS Kazakhstan», 2019 г.)**

**Рисунок 2.1.5- Структурная карта по Д1 отражающему горизонту (по материалам переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д. ТОО «PGS Kazakhstan», 2019 г.)**

**Рисунок 2.1.6-Структурная карта по II отражающему горизонту (по материалам переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д. ТОО «PGS Kazakhstan», 2019 г.)**

### **Нефтегазоносность**

Месторождение Каражанбас открыто в 1974 году, когда в структурно-поисковой скважине К12 был получен фонтанный приток нефти из нижнемеловых отложений.

На месторождении нефтегазоносность установлена в среднеюрских и нижнемеловых отложениях. В разрезе в нижнемеловых отложениях выделяются пласты А<sub>1</sub>, А<sub>2</sub>, Б, В, Г, Д<sub>1</sub> и Д<sub>2</sub>. В разрезе среднеюрских отложений были выделены продуктивные горизонты Ю-I, Ю-II и Ю-III.

В разрезе продуктивного горизонта Ю-I выделено два самостоятельных резервуара: средний и нижний; в горизонте Ю-II выделены основной пласт и под ним - линзовидный. Продуктивный горизонт Ю-III был выявлен в 2019 г. и утвержден в работе [1] по данным эксплуатационных скважин, пробуренных на западном поднятии структуры.

Все продуктивные горизонты объединены в четыре объекта разработки: I объект включает в себя залежи нефти, связанные с пластами А<sub>1</sub>, А<sub>2</sub>, Б и В; II объект – с пластами Г и Д<sub>1</sub>; III объект связан с пластом Д<sub>2</sub> и горизонтами Ю-I (верхний, средний и нижний пласты) и Ю-II (основной и линзовидный), IV объект связан с пластом Ю-III.

Тип коллектора продуктивного горизонта Ю-III – трещиноватый, а остальных горизонтов – поровый.

#### **I объект разработки.**

I объект разработки вскрыт 4215 скважинами, из них 73 скважины пробурены после подсчета запасов [1].

**Пласт А<sub>1</sub>** является верхним неокимским пластом продуктивной толщи, распространен по всей площади месторождения. В кровельной его части расположен базальный слой аптских отложений толщиной до 2 м, распространённый почти повсеместно. Зоны отсутствия коллекторов (в 312 скважинах коллектор заглинизирован) представлены, в основном, небольшими линзами, исключение составляет центральная часть (район скважин 208, 3024, 1113, 1109, 52, 48) и западная (204, 154, 961), которые протягиваются обширной зоной с юга на север до разлома F<sub>2</sub><sup>2</sup>.

В пласте А<sub>1</sub> при опробовании поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин выявлены нефтяные залежи в Ia, Ib, Iv, II, III, IV, V, VI, VII блоках.

**I блок.** Нефтяная залежь с севера ограничена нарушением F<sub>2</sub><sup>1</sup>. В данном блоке структура разделена тектоническими нарушениями на 4 подблока: Ia, Ib, Iv, Ie со своими водонефтяными контактами.

*Ia блок.* Блок Ia расположен в западной части структуры. С севера залежь в Ia блоке ограничена зоной непроницаемых пород, с востока – нарушением F<sub>3</sub>. В данном блоке пробурено 15 скважин, из которых только в двух скважинах 121 и 159 имеются



нефтенасыщенные коллекторы. В остальных скважинах по данным ГИС коллекторы заглинизированы.

В скважине 121, пробуренной в сводовой части залежи, нефть получена при совместной перфорации с пластом В, при этом подошва перфорированного коллектора соответствует отметке -380,5 м.

Водонефтяной контакт принят условно по подошве продуктивного по ГИС пласта в скважине 159 на отметке -411 м.

*Іб блок.* Нефтяная залежь установлена в восточной части блока и ограничена с запада зоной литологического замещения, с востока тектоническим нарушением F<sub>4</sub>.

Для блоков Іб и Ів ВНК принят единый, описание которого приведено ниже.

*Ів блок.* Блок Ів расположен в западной части структуры, ограничен с севера (F<sub>2</sub><sup>1</sup>), с запада (F<sub>4</sub>) и с востока (F<sub>5</sub>) тектоническими нарушениями, с юга - зоной отсутствия коллекторов. Самые низкие отметки получения нефти отмечаются на отметках -372,0, -377,2, -376,6 м в скважинах 661, 4004, 4003.

В данном блоке пробурено 467 скважин, из них в 8-ми скважинах коллекторы замещены глинами.

Положение водонефтяного контакта в блоках Іа и Ів отпущается с запада на восток с отметки -372,0 до -379,2 м.

*Іе блок.* Блок расположен в центральной части структуры. В районе скважин 208, 1113, 1111, 55, 52 отмечается зона отсутствия коллектора меридианального направления, делящая нефтяную залежь на западный и восточный участки.

*Западный участок залежи Іе блока* расположен между разломом F<sub>5</sub> и зоной отсутствия коллекторов, которая протягивается с юга на север, ограничивая залежь с востока.

Положение ВНК на западном участке блока принято на отметках -352 -377,7 м.

*Восточный участок залежи Іе блока* расположен между зоной отсутствия коллекторов и разломами F<sub>2</sub><sup>1</sup> и F<sub>6</sub>.

Положение ВНК в районе скважин 1815 и 205 - на отметке -323 м, к востоку ВНК поднимается до отметки -312 м (скв. 2535) и достигает отметки -302,6 м в скважине 2557.

В северной части Іг блока в скважинах 2649, 3030 и 6562 нижняя отметка нефтенасыщенных коллекторов на глубине -326,5 м, -327,3 м и -329,9 м. ВНК на данном участке принят на отметке -330 м.

Уровень ВНК для данного участка изменяется от -302,6 м до -323 м.

**ІІ блок.** Данный блок расположен между тектоническими нарушениями F<sub>1</sub><sup>1</sup>, F<sub>2</sub><sup>1</sup>, залежь установлена только в восточной части блока по результатам опробования скважин 5126, 3750.



ВНК в данном блоке принят на отметке -336 м.

**III блок.** Залежь III-го блока расположена на севере структуры и с юга контролируется тектоническим нарушением  $F_1^1$ . Залежь установлена по данным опробования скважин 112, 102, 114, 158, полученных на стадии разведки, и подтверждается результатами эксплуатации добывающих скважин 5813, 5807, 3875, 3846.

В данном блоке пробурено 217 скважин, из них в 7-ми скважинах коллекторы замещены глинистыми породами.

Уровень ВНК для блока принимается на отметках -474,3-483,2 м.

**IV блок.** Данный блок расположен между тектоническими нарушениями  $F_6$ ,  $F_7$ ,  $f_2$ . Полученные данные при опробовании скважины 137 хорошо согласуются с оценкой характера насыщения коллекторов в добывающих скважинах 4924, 4920, 4922, 2062. В пределах контура нефтеносности нет скважин, вскрывших водонасыщенные коллекторы.

Блок вскрыт 93 скважинами, из них 16 скважин находятся в зоне глинизации.

Пласт заглинизирован в центральной части залежи в виде небольших участков.

ВНК принят на отметке -301,1 м.

**V блок.** Блок расположен между тектоническими нарушениями  $F_2^1$ ,  $F_7$ ,  $F_8$ ,  $f_2$ .

ВНК принят на отметке -308 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 2437.

**VI блок.** Блок находится в восточной части. Данный блок вскрыт 371 скважиной.

Положение ВНК принято на отметке -354,3 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 3205, где зафиксирована самая низкая отметка получения безводной нефти.

**VII блок.** Блок находится в северо-восточной части структуры и ограничен по площади тектоническими нарушениями: с юга  $F_1^1$ , с севера  $F_2^2$ , с запада  $f_1$ .

В блоке пробурено 8 скважин, где по данным ГИС выделены продуктивные пласты, водонефтяной контакт принят по результатам освоения скважин 4939, 4940, 3175 и материалам обработки ГИС в скважине 4938.

Положение ВНК установлено по данным освоения, материалам обработки ГИС и принят в интервале отметок -397,8-403,4 м.

**VIII блок.** По материалам геофизических исследований скважин пласты данного блока являются водонасыщенными.

**Пласт  $A_2$**  распространен только в пределах III блока. Он отделяется от вышележащего пласта  $A_1$  непроницаемыми породами толщиной от 2 до 7 м. В центральной и восточной части структуры пласт заглинизирован, коэффициент распространения составил 46%, коэффициент песчанистости равен 0,42. Общая толщина пласта в среднем равна 14,7 м, изменяясь от 7,4 до 27,2 м. В пласте прослеживается, в основном, 1-5



пропластков, коэффициент расчлененности равен 2,0. Эффективная толщина колеблется от 0,4 до 16,8 м и в среднем составляет 5,6 м.

ВНК для залежи западного участка принят в пределах абсолютных отметок -485,3-489,7 м, а для восточной части - на отметке -476,5 м.

**Пласт Б.** Пласт Б распространен по всей площади и отделяется от вышележащего пласта А<sub>1</sub> глинистым пропластком до 5 м. Почти третья часть площади заглинизирована (36%, в 1430 скважинах коллектор отсутствует). Зона отсутствия коллекторов распространена по всей площади пласта Б, но большая часть плотных пород отмечается в блоках I (71% зоны отсутствия коллекторов), III (8 %), V (11 %).

К пласту Б приурочены залежи нефти, установленные по результатам ГИС и опробования в I, II, III, VI блоках.

По южному крылу структуры с востока на запад происходит постепенное понижение водонефтяного контакта.

**I блок.** Нефтяная залежь в данном блоке разделена тектоническими нарушениями на 4 блока: I, Ia, Ib, Iv со своими водонефтяными контактами.

*Ia блок.* Блок Ia расположен в западной части структуры в настоящее время по пласту Б водонефтяной контакт установлен по результатам опробования скважин 113, 127, 132 и добычи скважин 667, 4120. Ни в одной из скважин водонасыщенные пласты не вскрыты.

Положение ВНК принято по данным опробования и добычи скважин на отметке -431,8 м.

*Ib блок.* Блок Ib расположен между тектоническими разломами F<sub>2</sub><sup>1</sup>, F<sub>3</sub>, F<sub>4</sub>. Водонефтяной контакт определен по результатам опробования скважин 154 и 204 и добычи скважины 669. В скважинах 650, 4010 и 6351 по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты.

ВНК принят на отметке -386,8 м.

*Iv блок.* Блок Iv расположен между тектоническими разломами F<sub>2</sub><sup>1</sup>, F<sub>4</sub>, F<sub>5</sub>.

Положение ВНК установлено по данным ГИС и добычи скважин, принято на отметке -392,8 м

*Ie блок.* Блок расположен южнее тектонического нарушения F<sub>2</sub><sup>1</sup> в центральной части структуры, контролируется тектоническими нарушениями: с севера F<sub>2</sub><sup>1</sup>, с запада F<sub>5</sub> и с востока F<sub>6</sub>.

Блок Ie условно разделен на два участка - центральный, который занимает основную площадь блока, и восточный. В данных участках наблюдается наклон водонефтяного контакта, который обусловлен спецификой строения залежи и базируется на довольно надежных геофизических материалах, и данных испытания скважин.



На фоне обширной зоны глинизации отмечаются пятнадцать линз, с которыми связаны продуктивные коллекторы пласта Б, а также в районе скважин 128 и 2055, расположенных на западном и восточном участке блока Ie, нефтяные залежи литологически ограничены от основной залежи.

Положение ВНК на западе центрального участка принято по данным добычи в скважине 4016 на отметке -383,5 м. В районе скважины 128 ВНК принят на отметке -371,2 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 128. Центральная часть блока I расположена между зоной отсутствия коллекторов с востока, с севера контролируются разломом F<sub>2</sub><sup>1</sup>.

Положение ВНК в центральной части блока установлено по данным добычи скважин и по материалам обработки ГИС, и принято на отметке -333 м.

Положение ВНК в восточной части блока установлено по данным опробования, добычи скважин, подтверждается материалами обработки ГИС и принимается в интервале отметок -306,1 м до -320,2 м.

**II блок.** Данный блок расположен между тектоническими нарушениями F<sub>1</sub><sup>1</sup> и F<sub>2</sub><sup>1</sup>, залежь установлена только в восточной части блока по результатам перфорации скважин 3672 и 3703, в скважинах 3177, 4947 по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты.

ВНК принимается в интервале отметок -318 и -317 м.

**III блок.** Залежь III-го блока имеет очень ограниченное распространение, во многих скважинах замещен непроницаемыми разностями и его распространение носит линзовидный характер. Нефтяные залежи приурочены к четырем разрозненным линзам и к двум небольшим по размеру участкам, расположенным в районе скважин 5811 и 5374.

Положение ВНК установлено по данным добычи и обработки ГИС скважин и принимается в интервале отметок -491,9-493,8 м.

**IV блок.** Данный блок расположен между тектоническими нарушениями F<sub>6</sub>, F<sub>7</sub>, f<sub>2</sub> и с юга зоной отсутствия коллекторов. Залежь установлена в северной части блока по результатам опробования скважины 136 и добычи скважины 4811. В южной части блока по материалам обработки ГИС скважин 7719, 4921, 2719, 2758, 2791, 4919 зафиксированы нефтенасыщенные пласты, которые на структурной карте выделены в виде отдельных линз.

Положение ВНК установлено по результатам опробования, добычи скважин, материалам обработки ГИС и принято на отметке -318 м по кровле водонасыщенного пласта скважины 4922.

**V блок.** Блок расположен между тектоническими нарушениями F<sub>2</sub><sup>1</sup>, F<sub>7</sub>, F<sub>8</sub>, f<sub>2</sub> и с юга зоной отсутствия коллекторов. В южной части блока отмечается восемь небольших по площади линз, с которыми связаны продуктивные коллекторы пласта Б.





Ни одна из скважин, пробуренных в пределах залежей, не вскрыла водонасыщенные пласты.

**VI блок.** Блок находится в восточной части структуры и ограничен по площади тектоническими нарушениями: с севера  $F_2^1$  и с запада  $F_8$ . Водонефтяной контакт пласта Б установлен по результатам перфорации скважин 4638, 5194, 3201, 3670 и материалам обработки ГИС скважин 3635, 3637, К1, 2896, 3694, 3775.

Положение ВНК установлено по данным добычи, материалам обработки ГИС и принимается на отметках -346,5-349,8 м.

**VII блок.** Блок находится в северо-восточной части структуры и ограничен по площади тектоническими нарушениями: с юга  $F_1^1$ , с севера  $F_2^2$ , с востока  $f_1$ . В блоке пробурено 8 скважин, где по данным ГИС выделены продуктивные пласты в 6 скважинах, в двух скважинах 4939, 4940 зафиксирован неколлектор. По пласту Б водонефтяной контакт установлен по результатам перфорации скважин 2878 и 3673 и материалам обработки ГИС скважин 3986, 4946, 3175.

Положение ВНК установлено по данным добычи, материалам обработки ГИС скважин и принято на отметке -361,0 м по подошве скважины 4946.

**VIII блок.** Залежь VIII-го блока расположена в северо-восточной части структуры и с юга контролируется тектоническим нарушением  $F_1^1$ . Водонефтяной контакт установлен по результатам добычи скважин 2875 и материалам обработки ГИС по скважине 2876.

Положение ВНК установлено в интервале отметок -404-408,4 м по данным перфорации скважины 2875 и по материалам обработки ГИС скважины 2876.

#### **Пласт В.**

Значение общих толщин пласта В составляет в среднем 12,6 м и отделяется от пласта Б небольшим глинистым пропластком до 5 м. Из 3842 скважин, вскрывших пласт В, в 1010 коллектор отсутствует. Зоны отсутствия коллекторов распространены по всей площади и представлены линзами различной конфигурации и размеров. Зона распространения плотных пород отмечается в восточной части структуры в блоках IV, V и с южной, восточной части блока I.

К пласту В приурочены залежи нефти, установленные по результатам опробования в I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII блоках.

Как в пласте Б, так и в пласте В по южному крылу структуры с востока на запад происходит постепенное понижение водонефтяного контакта.

I блок. Нефтяная залежь в данном блоке разделена тектоническими нарушениями на 5 подблоков: Ia, Ib, Ic, Id, Ie со своими водонефтяными контактами.

*Ia блок.* Блок Ia расположен в западной части структуры, ограничен с севера ( $F_2^2$ ) и востока ( $F_2$ ) тектоническими нарушениями, с юга и запада - зоной отсутствия коллекторов.



Водонефтяной контакт в северной части блока зафиксирован на отметке -406,5 м по результатам опробования скважин 132 и по данным ГИС скважины 4120 выделен раздел нефть-вода на абсолютной отметке -403,7 м.

*Иб блок.* Блок Иб расположен в западной части структуры, ограничен с севера ( $F_2^1$ ), с запада ( $F_3$ ) и с востока ( $F_4$ ) тектоническими нарушениями.

Положение ВНК подтверждены результатами опробования, материалами обработки ГИС и добычи из эксплуатационных скважин, что позволяет принять на отметке -404,4 м.

*Ив блок.* Блок Ив расположен в западной части структуры, ограничен с севера ( $F_2^1$ ), запада ( $F_4$ ) и востока ( $F_5$ ) тектоническими нарушениями, с юга - зоной отсутствия коллекторов.

Положение водонефтяного контакта по материалам обработки ГИС принято в интервале отметок -389,9 м.

*Ид блок.* Продуктивность блока подтверждена получением нефти из 11 скважин. Самое низкое положение ВНК, по данным ГИС в скважинах 4019, 4014, 4015, где подошва нефтенасыщенных пластов фиксируется на отметках -384,7, -386,3, -395,4 м.

Уровень ВНК принимается на отметке -395,4 м.

*Ие блок.* В западной части блока располагается вытянутая в субмеридиональном направлении зона отсутствия коллекторов, а на востоке обширная зона отсутствия коллекторов, которые делят Ие блок на три участка: западный, центральный и восточный.

Положение ВНК в западной части блока установлено по данным добычи скважин и по материалам обработки ГИС, и принимается в интервале отметок -371-373,4 м.

Центральный участок блока Ие расположен между зонами отсутствия коллекторов, с севера контролируются разломом  $F_2^1$ .

Положение ВНК в центральной части блока установлено по данным освоения скважин и по материалам обработки ГИС. В районе скважин 1815, 1146, 205, 2398 ВНК принимается в интервале отметок -345,2-347,1 м. В районе скважин 2409, 2480 принимается на отметке -332,7 м. В районе скважин 2424, 2498, 2320, 2539, 2541 принимается в интервале отметок -323,5-329,0 м.

На севере Ие блока наблюдается понижение ВНК в районе скважин 2647 и 6602. ВНК принят на отметке -357 м по подошве коллектора в скважине 2647.

На фоне обширной зоны отсутствия коллекторов между центральным и восточным участками расположены несколько линз, с которыми связаны нефтяные залежи.

Наиболее крупная из всех линз расположена на переклинали структуры в районе скважины 2554. Продуктивность линзы установлена результатами совместного освоения с пластом А1 скважины 2484, в которой были получены притоки нефти и воды. ВНК принят



по самой низкой подошве нефтенасыщенного пласта по ГИС в скважине 2551 на отметке - 333,6 м.

Продуктивность пласта В на восточном участке подтверждена данными освоения эксплуатационных скважин. Ни одна из скважин не вскрыла водонасыщенные пласты. ВНК принят на отметке -321,2 м по подошве коллектора в скважине 2059.

**II блок.** Данный блок расположен между тектоническими нарушениями  $F_1^1$ ,  $F_2^2$  и зоной отсутствия коллекторов с запада.. Залежь установлена только в восточной части блока по данным ГИС, где выделены нефтенасыщенные пласты в скважинах 144, 2692, 2693, 3672.

ВНК был принят на отметке -315,8 м.

**III блок.** Залежь III-го блока расположена на севере структуры и с юга контролируется тектоническим нарушением  $F_1^1$ . Положение ВНК принято на основании данных освоения и ГИС эксплуатационных скважин.

Положение ВНК установлено по данным освоения и материалам обработки ГИС, принимается на отметке -487,0 м.

**IV блок.** Данный блок расположен между тектоническими нарушениями  $F_6$ ,  $F_7$ ,  $f_2$  и с юга зоной отсутствия коллекторов. Залежь установлена в северной части блока по результатам опробования скважины 136 и получения притока нефти в скважине 2704. В южной части блока по материалам обработки ГИС скважин 4918, 2062, 4924 пласты оценены как нефтенасыщенные.

Положение ВНК установлено по результатам опробования, добычи скважин, материалам обработки ГИС и принято на отметке -322,3 м. Ни в одной из скважин по данным ГИС не выделены водонасыщенные пласты.

**V блок.** Блок расположен между тектоническими нарушениями  $F_7$ ,  $F_8$ ,  $f_2$  и с юга - зоной отсутствия коллекторов. Водонефтяной контакт пласта В принят на основании данных перфорации скважин 5281, 2731, 2768, 5423, 5604.

ВНК принят на отметке -334,4 м по подошве скважины 2437. По данным ГИС скважин в данном блоке не были выделены водонасыщенные пласты.

**VI блок.** Блок находится в восточной части структуры и ограничен по площади тектоническими нарушениями: с севера  $F_2^2$  и с запада  $F_8$ . Водонефтяной контакт пласта В принят на основании перфорации скважин 3717, 3201, 3635 и материалам обработки ГИС скважин 2896, 3201, 3203, 3635, 5194, 5198, 3637, 2739, 5405, 2772, 2770.

Положение ВНК установлено по данным освоения, материалам обработки ГИС и принимается в интервале отметок -351,0-354,8 м.

**VII блок.** Блок находится в северо-восточной части структуры и ограничен по площади тектоническими нарушениями: с юга  $F_1^1$ , с севера  $F_2^2$ , с запада  $f_1$ . Продуктивность



пласта данного блока предполагается по данным ГИС скважин 3673 и 2879. ВНК принят по самой низкой отметке нефтенасыщенного пласта в скважине 3673 на глубине -326.

**VIII блок.** Залежь VIII-го блока расположена в северо-восточной части структуры и с юга контролируется тектоническим нарушением  $F_1^2$ . По результатам данных ГИС нефтенасыщенные коллектора оценены только в скважине 2875.

В скважине 2875 по данным ГИС нефтенасыщенный пласт до абсолютных отметок -423,0 м, кровля водонасыщенного пласта начинается с отметки -426,0 м. ВНК принят на отметке -423,0 м по подошве нефтенасыщенного пласта.

#### **II объект разработки**

II объект разработки вскрыт 3851 скважинами, из них 43 скважины пробурены после работы [1].

**Пласт Г** на полную толщину вскрыт в 3348 скважинах. Среди всех пластов, выделенных в нижнемеловом нефтеносном резервуаре, пласт Г является наиболее выдержанным по площади и толщине, зоны отсутствия коллекторов отмечаются только в 19-ти скважинах.

Нефтяные залежи по пласту Г установлены в I, II, IV, V, VI, VII, VIII тектонических блоках.

**Блок I.** Наиболее крупный блок по размерам, характеризуется существенными колебаниями отметки водонефтяного контакта, который в данной работе разбит тектоническими нарушениями на блоки Ia, Ib, Ic, Id, Ie. Залежь, связанная с пластом Г, на севере ограничена нарушением  $F_1^1$  и с востока-  $F_5$ .

В **Ia блоке** нефтяная залежь не установлена, из пробуренных десяти скважин опробованы три – 121, 113, 127, давшие притоки воды.

**Iб блок.** На северо-западной части блока водонефтяной контакт принят в интервале отметок -391,9-400,1 м, по результатам данных скважин 910, 911, 963, 4124. ВНК южной части залежи принят в интервале отметок -418,2 -420,1 м.

**Iв блок.** В данном блоке пробурено 414 скважин, из них в двух скважинах коллектора замещены непроницаемыми породами.

В *северной части* залежи водонасыщенные коллектора вскрыты лишь в скважине 691. По данным ГИС в этой скважине раздел нефть-вода на отметке – 390,5 м. Остальные скважины вскрыли нефтяную часть залежи. ВНК принят на отметке -390,5 м.

Положение ВНК в южной части изменяется от -386,4 до -390,4 м.

**Iг блок.** В пределах блока пробурено 7 скважин. Пласт испытан в одной эксплуатационной скважине 4001 в 2018 г, получен приток нефти и воды дебитом 1,7 и 5,9 м<sup>3</sup>/сут соответственно до абсолютной отметки – 411,1 м. В скважине 4001 подошва нефтенасыщенного пласта по ГИС выделена на отметке – 412,7 м, тогда как в скважине



4004 уровень ВНК отбивается на отметке -412,4 м. В скважине 6395, пробуренной в 2017 г, по ГИС наблюдается текущее положение ВНК на отметке – 383,3 м, что не учитывалось при обосновании ВНК.

Водонефтяной контакт блока принят на отметке -412,4 м.

**Id блок.** В пределах блока продуктивность пласта установлена эксплуатационными скважинами. Приток нефти с водой из пласта Г получен в скважинах 3000, 4014, 6231, 6233 и 6234, испытанных совместно с вышележащими пластами. Дебиты нефти изменяются от 0,2 до 7,5 м<sup>3</sup>/сут.

По данным ГИС в скважине 4000 самая низкая отметка нефтенасыщенного пласта на отметке -411,5 м, по которому принимается положение ВНК.

**Ie блок.** Наиболее крупный блок по размерам, характеризуется существенными колебаниями отметки водонефтяного контакта, который понижается с востока на запад на 40 м.

В районе скважины 3006 принимается в интервале отметок -357,1 -380,5 м по результатам опробования (3814) и данным ГИС.

В центральной части залежи блока I наблюдается постепенное повышение ВНК. На данном участке ВНК изменяется от -346,2 м до -361,8 м.

*На юго-восточной части залежи* наблюдаются самые низкие отметки получения безводных притоков нефти (скв. 2057, 4690). Материалы опробования и ГИС позволяют принять ВНК в юго-восточной части блока Ie на отметках -342-345,4 м.

**Блок II.** По результатам опробования скважины 4952 установлена нефтяная залежь во II блоке. В данном блоке пробурено 10 скважин, из них только в одной скважине 2692 коллектора замещены непроницаемыми породами.

По материалам ГИС во всех скважинах водонасыщенные коллектора не вскрыты, а наиболее низкая отметка нефтенасыщенного пласта равна -362,4 м в скважине 4947, которая принята условно за отметку ВНК -362,4 м.

**Блок IV.** В данном блоке пробурено 94 скважины.

По данным опробования скважины 137 при разведке была получена пластовая вода с отметки -323,4 м. В скважине 2792 были получены притоки нефти с невысоким содержанием воды с отметки -329,4 м. В скважине 4918 по данным ГИС фиксируется раздел нефть-вода на отметке -330,4 м.

Приведённые данные позволяют принять ВНК для IV блока в интервале отметок -323,7 -330,4 м.

**Блок V.** Наиболее низкая отметка получения нефти равна -346,6, -328,6 м в скважинах 2767, 2762. Притока пластовой воды при опробовании в этом блоке не получено,



но по данным ГИС водонасыщенные коллектора начинаются с отметок -345,6 м в скважине 2766. Других скважин в зоне ВНК не пробурено.

Приведённые данные опробования и обработки материалов ГИС позволяют принять ВНК для V блока на отметке -345,1 м.

**Блок VI.** Самая низкая отметка получения нефти в южной части залежи отмечена в скважине 5291 и равна -365 м. По ГИС пласт нефтенасыщенный до отметки -369,8 м. В скважине 3635 по ГИС раздел нефть-вода отбивается на отметке -370,6 м, по которому принят ВНК для южной части залежи.

Далее к северу наблюдается погружение ВНК в скважинах 3635 и 3201, где по ГИС раздел нефть-вода на отметках -370,6 и -381,4 м. Самые низкие отметки нефтенасыщенных пластов в скважинах 5006 и 2896 на глубине -383,5 и -384,1 м.

Таким образом, приведённые данные опробования и ГИС позволяют принять ВНК в VI блоке в интервале отметок -370,6 -384,3 м.

**Блок VII.** В пределах блока пробурено 7 скважин, из которых 5 вскрыли залежь.

Залежь блока VII установлена результатами опробования скважин 2878 и 2879, в которых получен продукт до отметок -373,8 и -333,9 м. Самая низкая отметка нефтенасыщенного пласта по ГИС в скважине 4940 на глубине -426 м, по которому принят ВНК.

**Блок VIII.** Продуктивность пласта установлена опробованием одной скважины 2876, из которой получен приток нефти до отметки -447,6 м. По данным ГИС подошва нефтенасыщенного пласта в данной скважине находится на глубине -447,9 м, а кровля водонасыщенного начинается с -450,6 м.

ВНК принят на отметке -447,9 м.

**Блок VIIa.** Положение ВНК принято на основании данных опробования скважины 4938. При опробовании пласта нефть получена до отметки -358,4 м, а по материалам ГИС нефтенасыщенный пласт выделен до отметки -458,5 м. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта на отметке -459 м.

#### **Пласт Д<sub>1</sub>**

Данный пласт отделяется от вышележащего пласта Г плотными породами толщиной до 10 м и распространен только в центральной и западной частях структуры, в восточной части, в основном, он заглинизирован и только в единичных скважинах выделяется пласт-коллектор. На полную толщину пласт Д<sub>1</sub> вскрыт в 2496 скважинах. В сводовой части в районе скважин 90, 53, 1126, 586, 537 пласт Д<sub>1</sub> размыт.

К пласту Д<sub>1</sub> приурочена залежь нефти, установленная по результатам опробования в западной и центральной части структуры блока I и разделена тектоническими нарушениями



на 3 блока: Ib, Iv, Ig со своими водонефтяными контактами. Блок Ia расположен в западной части структуры по данным ГИС пласт водонасыщенный.

*Iб блока.* Пласт испытан в 4 скважинах, в 2014 и 2016 гг., где были получены притоки нефти и воды в разных соотношениях. В трех скважинах пласт перфорирован совместно с вышележащими пластами.

Из-за несоответствия характера насыщения по данным ГИС проведено нарушение  $f_7$  между скважинами 911-6030 и 6055-903, разделяющее залежь на два участка: западный и восточный.

Положение ВНК на западном участке также имеет некоторый наклон. В пределах блока происходит колебание уровня ВНК от -407,3 до -416,8 м.

В скважинах, вскрывших восточный участок залежи, 912, 914, 909, 4128, выделен раздел нефть-вода на абсолютных отметках -402,7, -401, -401,3, -402,2 м, тогда как в скважине 923, пробуренной на востоке залежи, самый высокий уровень ВНК на отметке -393,9 м.

*Iв блок.* В скважинах 706 и 719 при совместной перфорации получены притоки нефти. Положение ВНК в северной части пласта Д<sub>1</sub> установлено по данным ГИС и подтверждается получением притоков нефти из эксплуатационных скважин, принимается в интервале отметок -390,3-395,3 м.

Положение ВНК в южной части пласта Д<sub>1</sub> установлено по данным ГИС и принимается в интервале отметок -388,3-393,0 м.

*Iд блок.* В районе скважины 3000, на западной переклинали блока Ig, установлена небольшая по размерам залежь. В скважине 3000 была получена нефть при совместной эксплуатации с пластом Г, при этом подошва перфорированного пласта соответствует отметке -401,1 м.

Раздел нефть-вода по данным ГИС отмечается в скважинах 6229, 6234, 6233 на отметках -402,5, -404, -401 м. В скважинах 976, 3815 и 3814 водонасыщенные пласты по ГИС выделены с отметок -394,7, и -401,3, -403,9 м. ВНК изменяется в пределах отметок -394-404 м.

*Iе блок.* Положение ВНК в северной части данного блока установлено по материалам обработки ГИС, подтверждается данными добычи скважин и принимается в интервале отметок -372,8-401,4 м.

Далее, восточнее в скважине 405 была получена нефть при совместной эксплуатации с пластом Г до абсолютной отметки -363,3 м. В скважинах 472, 542, 946, 1806, 527, 484, 466, 447, 1158, 1911, 357 по данным ГИС выделен раздел нефть-вода на отметках -363,9, -367,1, -369,3, -366,0, -365,9, -365,1, -367,5, -365,1 -367,1, -364,3, -365,5 м. В скважинах 4224, 477,



435, 381, 4641 кровля водонасыщенного пласта начинается с отметки -369,1, -368,9, -370,5, -366,2, -367,8 м.

В скважинах 4644, 2405, 2500, 2407 по данным ГИС пласты характеризуются как продуктивные до отметок -371,2, -374,7, -373,2, 379,3 м. В скважинах 4647, 2480 кровля водонасыщенного пласта начинается с отметки -371,7, -375,3 м. Таким образом, ВНК фиксируется в пределах отметок -363,9-379,3 м.

На востоке I блока расположены четыре небольших по размеру линзы, продуктивность которых установлена по результатам испытания эксплуатационных скважин, вскрывших в них пласт Д1.

**Район скважины 1268.** Линза вскрыта скважиной 1268, в которой при совместном испытании с пластами Г и Д1 из интервала -349,1 -350,5 м получен приток нефти с водой. В скважине подошва нефтенасыщенного коллектора отбивается на отметке -350,5 м, водонасыщенная часть не вскрыта.

**В районе скважины 2715.** В добывающей скважине 2715, пробуренной в ноябре 2000 г., была получена безводная нефть при совместной добыче с пластом Д2, Ю-Ин. Подошва перфорированного нефтяного коллектора в данной скважине отбивается на отметке -314,2 м.

Наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенного по ГИС пласта отмечается в скважине 7514 и равна -319,1 м. Водонасыщенная часть разреза не вскрыта.

**В районе скважины 4711.** В скважине 3736 была получена безводная нефть при совместной добыче с пластом Г, при этом подошва перфорированного пласта Б соответствует отметке -335,6 м.

В скважине 3715 была получена вода со слабым притоком нефти при совместной добыче с пластом Г, при этом подошва перфорированного пласта Б соответствует отметке -335,6 м.

Наиболее низкая отметка нефтенасыщенного коллектора отмечена в скважине 4461 (-339,2 м). Водонасыщенная часть разреза не вскрыта.

Размеры линзы равны 1,2\*0,2 км, высота вскрытой нефтяной части равна 12 м.

**Район скважины 3577.** Залежь установлена получением притоков безводной нефти из скважины 6511 при совместном испытании с пластом Г, при этом подошва перфорированного пласта Д1 соответствует отметке -341,3 м.

Наиболее низкая отметка продуктивного коллектора -379,3 м в скважине 6502 принята за положение ВНК в этой линзе.

### **III объект разработки**

III объект разработки вскрыт 2007 скважинами, из них 220 скважин расположены на





западе, на восточном участке- 782 скважины, в центральном- 994, остальные- на на северном участке.

### **Пласт Д<sub>2</sub>**

Данный пласт прослеживается в нижней части неокотских отложений и продуктивен только на восточной периклинали структуры, распространен на небольшой площади, ограниченной практически со всех сторон зоной глинистых пород (за исключением северной части, где пласт контролируется тектоническим нарушением). Горизонт Д<sub>2</sub> вскрыт 1572 скважинами, из них в 13 скважинах вскрыли водонасыщенные коллектора и 567- нефтенасыщенные. Все нефтенасыщенные скважины расположены в восточной части структуры, где установлена залежь Д<sub>2</sub> по данным опробования и ГИС.

В блоке I в западной и центральной части пласты также представлены плотными породами, в восточной части структуры по данным ГИС выделены пласты с нефтенасыщенными толщами. Минимальные значения общих толщин равны 9,62 м, максимальные – 48 м, составляя в среднем 21,8 м.

Продуктивность пласта Д<sub>2</sub> установлена по результатам опробования и ГИС в I, II, IV, V, VI, VII блоках.

**I блок.** Нефтяная залежь Д<sub>2</sub> в данном блоке установлена только в восточной части подблока Ie. На северном крыле залежь контролируется нарушением F<sub>2</sub><sup>2</sup>. С запада залежь ограничена зоной отсутствия коллекторов, с востока контролируется нарушением F<sub>5</sub>.

Положение ВНК установлено по данным опробования скважин, материалам обработки ГИС и подтверждается данными добычи скважин, принимается в пределах отметок -358,7-361,7 м.

**II блок.** В данном блоке пробурено 7 скважин.

Положение ВНК принимается в интервале отметок -392,8-394,3 м.

**IV блок.** При опробовании скважин 2756 и 4716 получены притоки нефти, по данным ГИС в этих скважинах зафиксирован раздел нефть-вода на отметках -364,2, 368,4 м. В скважинах 2789, 4713, 2760 ВНК по ГИС отбивается на отметках -363,7, -364,5, -366,6 м.

ВНК принят в пределах абсолютных отметок -363,7-368,4 м.

**V блок.** В скважинах 4719, 4721, 3461 получена нефть, при этом подошва перфорированного коллектора соответствует отметкам -367,1, -368,5, -368,8 м.

В скважинах 2762, 4722 по данным ГИС зафиксирован раздел нефть-вода на отметках -367,8, -368,5 м, соответственно.

Положение ВНК принимается в интервале отметок -368,5 м.

**VI блок.** При опробовании пласта в скважинах 2880, 2887, 4970, 4482, 2813 получены притоки нефти. По данным ГИС в скважинах 4853, 5022 пласты характеризуются



как продуктивные до отметок -370,3, -374,1 м. В данном блоке в скважинах не были выделены водонасыщенные пласты.

**VII блок.** В блоке пробурено 5 скважин. Продуктивность нефтяной залежи, приуроченной к VII блоку, установлена опробованием скважины 2879, давшей притоки нефти до абсолютной отметки -364,2 м.

Положение ВНК установлено по материалам обработки ГИС в скважинах, подтверждается данными испытания скважин и принято на отметке -426,8 м.

**Горизонт Ю-Иср.** Залежи нефти были выделены на западной и восточной периклиналях. На западной части структуры нефтяные залежи установлены в подблоках Ia, Ib, Ic, Id и Ie.

*Ia блок.* Блок Ia расположен в западной части структуры, ограничен с севера ( $F_2^1$ ) и востока ( $F_3$ ) тектоническими нарушениями.

Водонефтяной контакт принят по результатам опробования разведочной скважины 132 на абсолютной отметке -480,5 м.

В скважине 132 дебит нефти составил 1,2 м<sup>3</sup>/сут (перелив) при динамическом уровне 224,5 м, получен из интервала 451,0-455,0 (-474,7-478,4) м, при этом кровля водонасыщенного коллектора соответствует отметке -480,5 м.

*Ib блок.* Вскрыт 93 скважинами. Блок Ib расположен в западной части структуры, ограничен с севера ( $F_2^1$ ), запада ( $F_3$ ) и востока ( $F_5$ ) тектоническими нарушениями.

Водонефтяной контакт принят по результатам опробования скважины 154 и подтверждается данными эксплуатации скважин 1059, 4020, 6135. По данным ГИС в скважинах 154, 6135 и 4010 раздел нефть-вода фиксируется на абсолютных отметках -470,7, -470,9, -474,1 м.

Положение ВНК установлено по данным опробования, по материалам обработки ГИС и принимается на отметке -470,7-474,1 м.

*Ic блок.* Вскрыт 126 скважинами, из них 15 скважин попали в зону глинизации, одна скважина 737 вскрыла только кровельную часть пласта. Блок Ia расположен в западной части структуры, ограничен с севера ( $F_2^1$ ), запада ( $F_4$ ) и востока ( $F_5$ ) тектоническими нарушениями.

Продуктивность залежи доказана данными опробования скважины 3002, где при перфорации интервала 413,6-430 (-433,3-449,7) м методом свабирования был получен приток безводной нефти 2,9 м<sup>3</sup>/сут. В результате перфорации скважины 4013 в интервале -452,1-462,6 м получен приток нефти с водой. В скважине 4013 подошва нефтенасыщенного коллектора фиксируется на отметке 461,3, а кровля водонасыщенного пласта - с отметки -462,0 м.

ВНК принят на отметке -462,0 м.



*Id блок.* Вскрыт 11 скважинами, из них в контур нефтеносности вошли 4 скважины.

В скважине 4021 водонефтяной раздел по данным ГИС фиксируется на отметке -452.

ВНК принят на отметке -452,0 м.

*Ie блок.* Западная часть блока Ie, расположена между разломом F<sub>3</sub> и обширной зоной отсутствия коллекторов, а так же размытой поверхностью, которая протягивается с юга на север до разлома F<sub>2</sub><sup>2</sup>, ограничивая залежь с востока.

Самые низкие отметки выделенных по ГИС нефтенасыщенных коллекторов фиксируются на отметке – 442,5 м (скв.3005) и -446,6 в скважине 3822.

УВНК принят на абсолютной отметке -446,6 м.

Нефтяные залежи восточной части месторождения установлены в блоках Ie, II, IV, V, VI, VII. Пласт характеризуется сложным строением, присутствует на глубоком погружении южного склона, где в интервале отметок -420-488 м вскрыты водонасыщенные коллекторы.

Пласт прослеживается в 525 скважинах, из них 145 - в пределах продуктивной части. Необходимо отметить, что в V блоке отмечается самый большой участок развития продуктивных коллекторов. В основном пласт имеет линзовидное распространение.

В сводовой части Ie блока (район скважин 7111, 3977, 4730) на достаточно большой площади пласт размыт, но в районе скважин 2831, 3181, 7247, примыкающих к нарушению F<sub>1</sub><sup>1</sup> и F<sub>4</sub>, он прослеживается.

**Ie блок.** Вскрыт 198 скважинами, из них в 14-ти скважинах имеются продуктивные пласты, в 150-ти скважинах коллекторы замещены глинами.

Продуктивность залежи доказана данными перфорации и получением притоков нефти в скважинах 2831, 3181, 4485, 7247. В скважине 2831 при совместной перфорации пластов Д2 и Ю-Иср методом свабирования, в интервале глубин 342,1-372,8 (-362,2-392,9) м получен приток нефти дебитом 19,9 м<sup>3</sup>/сут.

Самые низкие отметки выделенных по ГИС нефтенасыщенных коллекторов фиксируются на отметке – 397,1 м (скв.2842) и -397,6 (скв.7342).

ВНК принят на абсолютной отметке -398 м по данным ГИС скважины 7342.

**II блок.** Данный блок расположен между тектоническими нарушениями F<sub>1</sub><sup>1</sup>, F<sub>2</sub><sup>1</sup>. Залежь установлена по данным скважин 2692, 2693, 4947, 5126.

В скважинах 5126 и 4947 по данным ГИС пласт нефтенасыщен до абсолютных отметок -418,3 и -418,2 м, соответственно.

ВНК принят на отметке -418 м.

**IV блок.** Данный блок расположен между тектоническими нарушениями F<sub>6</sub>, F<sub>7</sub>, f<sub>2</sub>. В IV блоке выделяются две линзовидные залежи. Одна из них в районе скважин 4744 и 4745,



другая в районе скважин 3380, 4717, 4718, при этом необходимо отметить, что скважины 3380 и 4717 расположены в блоке IV, а скважина 4718 в блоке V.

При опробовании скважины 4744 получены притоки нефти, которые подтверждены данными геофизических исследований скважины 4745, подошва нефтенасыщенного пласта находится на отметке -376,7 м.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 4745 на отметке -377 м.

Во второй линзе расположены скважины 3380, 4717, 4718. В скважине 4718 при совместной перфорации с пластом Д<sub>2</sub> получен приток нефти, подошва перфорированного пласта на отметке -370,6 м. По материалам обработки ГИС в скважинах 3380, 4717 выделены нефтенасыщенные пласты до отметок -368,9, 372,0 м, соответственно.

Положение ВНК установлено по результатам опробования, материалам обработки ГИС и принято на отметке -372 м.

**V блок.** Вскрыт 155 скважинами из них в 65-ти скважинах коллектор замещен глинами.

В V блоке выделены две нефтяные залежи в южной (р-н скв.4721) и северной части (р-н скв. 2807,4958), разделенные между собой обширной зоной глинизации. Водонефтяной контакт горизонта Ю-Иср на восточной переклинали установлен по результатам перфорации скважин 3185, 3187, 3619, 2807, 4958, 4964, 4850 и по материалам обработки ГИС в скважине 3621.

В скважинах 2729 и 4720, по данным ГИС нефтенасыщенные пласты отмечаются до абсолютных отметок -375,0, -375,2, в скважине 4722 водонефтяной раздел фиксируется на отметке -378,0 м.

ВНК принят на отметке -378 м. Размеры залежи в районе скважины 4722 составляют 0,4×0,9 км.

**VI блок.** Вскрыт 108 скважинами, из них в 83-х скважинах коллектор замещен глинами.

В VI блоке выделены три нефтяные залежи, одна линзовидная в районе скважины 2821 и две в южной части (р-н скв.2880) и (р-н скв.2682), примыкающие к региональному нарушению F<sub>1</sub><sup>2</sup>.

При перфорации скважин 2695, 2880 была получена нефть, при этом подошвы перфорированных коллекторов соответствуют отметкам -364,6, -369,4 м.

В районе скважин 2682, 2687, 2688 была получена нефть при совместной перфорации с пластом Ю-Ин, при этом подошвы перфорированных коллекторов соответствуют отметкам -387,8, -387,6, 396,6 м. В скважине 2890 по данным ГИС выделен нефтенасыщенный пласт до абсолютной отметки -397,7 м.



ВНК, в целом для VI блока, принят на отметке -397,7 м

**VII блок.** В пределах блока пробурено 5 скважин, из них в двух скважинах коллекторы замещены не проницаемыми породами, в остальных по данным ГИС выделены продуктивные пласты.

Продуктивность залежи доказана результатами совместной перфорации с пластом Ю-Ин скважин 2879, 3986, 4946, подошва нефтенасыщенных интервалов по данным ГИС соответствует отметкам -375,2, -413,7, -461,9 м., соответственно.

ВНК принят на отметке -462 м, по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 4946.

**Горизонт Ю-Ин.** Ю-Ин отделяется от вышележащего пласта непроницаемыми породами толщиной от 3 до 15 м. Залежи нефти были выделены на западной и восточной периклинах. К Ю-Ин горизонту приурочены залежи нефти в Ib, Ic, IV, V, VI, VII, VIII блоках, а в блоке Iv установлена нефтегазовая залежь.

Пласт, в западной его части (блоки Ib, Iv, Ig), прослеживается в 361 скважине, из них 307 скважин в пределах продуктивной части. Пласт прослеживается в 402 скважинах, расположенных в восточной части, из них 223 скважины в пределах продуктивной части.

**Ib блок.** Вскрыт 93 скважинами, из них в 3-х скважинах коллектор замещен глинами, а 2 из них вскрыли только кровельную часть пласта. Продуктивность блока установлена по результатам получения притоков нефти и нефти с водой при опробовании и совместной перфорации с Ю-Исп и Ю-По горизонтами более 50 скважин.

По данным ГИС в скважинах 1053, 4026 водонефтяной раздел фиксируется на абсолютных отметках -470,8, -468,9 м. В скважине 4124 подошва нефтенасыщенного пласта отмечается до абсолютной отметки -473,1 м, а кровля водонасыщенного пласта в этой скважине начинается с отметки -477,2 м.

ВНК принят в интервале абсолютных отметок -468,9-473 м.

**Iv блок.** Блок Iv расположен в восточной части структуры, который ограничен с севера F<sub>2</sub><sup>1</sup>, запада F<sub>4</sub> и востока F<sub>5</sub> тектоническими нарушениями.

С пластом связана нефтегазовая залежь. На стадии поисково-разведочных работ в скважине 106 была выделена небольшая газовая шапка. Газонефтяной контакт был принят на отметке -406,2 м на основании получения в скважине 106 газа с нефтью из интервала 378,0-400,0 м (-400,9-422,9). По результатам переинтерпретации данных ГИС газонефтяной контакт фиксируется на отметке -406,2 м. При эксплуатации пластов в скважинах 709, 768, 807, 2279, в которых пласты перфорированы с отметок -406,8, -407,7, -406,6, -407,8 м, была получена нефть.

В скважине 2279 при совместном опробовании с Ю-По пластом в интервале 381-388 м (-403,3-410,3) получен приток нефти с газовым фактором (более 13 м<sup>3</sup>/т), это



подтверждает наличие газовой шапки в этой скважине, установленной по данным опробования в скважине 106.

Положение первоначального ГНК принято на отметке -406,2 м.

Нефтяная залежь имеет закономерное погружение водонефтяного контакта в южной части относительно северной, примыкающей к нарушению  $F_1^2$ .

Продуктивность  $I_v$  блока доказана данными опробования разведочных скважин и данными перфорации порядка 100 скважин, в результате чего были получены притоки нефти.

В южной части данного блока по данным ГИС водонефтяной раздел по скважине 6482 фиксируется на отметке -468,1 м. В северной части, в скважине 691 подошва выделенного по ГИС нефтенасыщенного пласта на отметке -452,1 м.

Положение ВНК в северной части принимается на отметке -452 м., в южной части блока  $I_a$  ВНК принят на абсолютной отметке -468,1 м.

**$I_e$  блок** продуктивен в восточной части месторождения, вскрыт 72 скважинами, из них в 22 скважинах коллектор замещен глинами.

В пределах  $I_e$  блока выделено шесть отдельных продуктивных участков, но при этом четыре продуктивных участка, расположенных в восточной части блока, охарактеризованы единым водо-нефтяной контактом.

По данным ГИС в скважине 2647 водонефтяной раздел фиксируется на отметке -440,6 м.

ВНК принят на абсолютной отметке -440,6 м.

Через нарушение  $f_2^2$  от залежи в районе скважины 1352 получила распространение залежь в районе скважин 3569 и 108.

Продуктивность данного района доказана результатами опробования и перфорации, а так же получением притоков нефти трех скважин. ВНК в данном районе принят на отметке -405,6 м.

В восточной части  $I_e$  блока получила распространение нефтяная залежь разделенная обширной зоной глинизации на четыре обособленных участка: район скважин 1139, 1140, район скважины 4384, район скважины 2041 и район скважин 3589, 2713, которая является единым резервуаром.

Продуктивность данного района доказана результатами получения притоков нефти и нефти с водой при перфорации более 80 скважин.

В данном районе наблюдается погружение водонефтяного контакта в северной части, относительно южной на 10 м.

ВНК принят в интервале отметок -367,1-376,9 м по скважинам 2717 (юг) и 3591 (север).



Район скважин 1132, 1139, так же как и район скважин 4384 и 2041, является частью единого резервуара, получившего распространение в районе скважин 2717, 4407, представляет собой обособленный участок, который включает шесть скважин. В скважинах 1931 и 1932 водонефтяной раздел по данным ГИС фиксируется на абсолютных отметках - 378,4 м и -376,8 м, соответственно.

ВНК принят на абсолютной отметке -378,4 м.

Район скважины 4384 представляет собой линзовидную залежь, в районе одной скважины. Водонефтяной раздел по данным ГИС фиксируется на абсолютной отметке - 358,7 м

ВНК принят на абсолютной отметке -358,7 м.

В районе одной скважины 2041 выделена линзовидная залежь. Водонефтяной раздел по данным ГИС фиксируется на абсолютной отметке -366,9 м.

ВНК принят на абсолютной отметке -366,9 м.

**II блок.** Данный блок расположен между тектоническими нарушениями  $F_1^1$ ,  $F_2^1$  и залежь установлена по результатам перфорации скважин 2692, 2693, 3177, 4947, 5126, при этом подошва перфорированного коллектора соответствует отметкам -419,4, -396,1, -424,0, -441,1, -438,5 м.

Водонефтяной контакт был принят на отметке -441,1 м.

**IV блок.** Данный блок расположен между тектоническими нарушениями  $F_6$ ,  $F_7$ ,  $f_2$ . Залежь установлена по результатам опробования скважин 136, 2719, 3382, 3611, 4744, 4812, 4818, 4876.

Водонефтяной раздел по данным ГИС фиксируется в скважинах 3382, 2719, 4744 на абсолютных отметках -376,3, -374,6, - 378,1 м, соответственно, в разведочной скважине 136 раздел нефть-вода- на отметке -375,2 м.

Положение ВНК установлено по результатам опробования, добычи скважин, материалам обработки ГИС и принято на отметке -375,2-378,1 м.

**V блок.** Блок ограничен тектоническими нарушениями  $F_2^1$ ,  $F_7$ ,  $F_8$   $f_2$ . Продуктивность доказана результатами получения притоков нефти при перфорации более 70 скважин.

Водонефтяной контакт горизонта Ю-Ин восточный переклиналь установлен по результатам перфорации в скважинах 3183, 4958, 4964, 4832, 5273, где выделены нефтенасыщенные пласты.

По данным ГИС водонефтяной раздел фиксируется на отметке -373,0 м, а в скважинах 3183, 3625, 2723, 5273, 4719 на абсолютных отметках -375,5, -391,2, - 379,2, - 387,2, -381,6 м, соответственно.

Водонефтяной контакт колеблется в пределах абсолютных отметок -375,5-392,7 м. по скважинам 3183 (2001 г.) и 157 (1976 г.), соответственно.



**VI блок.** Блок находится в восточной части структуры, ограниченной по площади тектоническими нарушениями: с севера  $F_2^2$  и с запада  $F_8$ . Водонефтяной контакт установлен по результатам перфорации скважин 2886, 3193, 4982, 4988, 5178.

По данным ГИС водонефтяной раздел в скважинах 2884, 2888, 3196, 4988 фиксируется на абсолютных отметках -393,7, -400,8, -399,7, -400,0 м, соответственно.

В северо-западной части блока VI водонефтяной контакт установлен по результатам перфорации в скважинах 2880, 2882, пласты характеризуются как нефтенасыщенные до отметок -389,8, -390,4 м.

ВНК колеблется в пределах абсолютных отметок -389,8-400,8 м.

**VII блок.** Блок находится в северо-восточной части структуры и ограничен по площади тектоническими нарушениями: с юга  $F_1^1$ , с севера  $F_2^2$ , с востока  $f_1$ . Вскрыт 4 скважинами. Продуктивность доказана результатами получения притоков нефти при перфорации 3-х скважин.

При совместной перфорации с пластом Ю-Иср в скважине 4946 в интервале глубин 438,5-463,8 (-457,4-482,7) м был получен приток дебитом 1,8 м<sup>3</sup>/сут, по данным ГИС подошва нефтенасыщенного пласта выделена до отметки -482,9 м.

ВНК принят на абсолютной отметке -482,9 м.

**Пласт Ю-По** отделяется от вышележащего пласта непроницаемыми породами толщиной порядка 10 м. К Ю-По горизонту приурочены залежи нефти в Ib, Iv, Ie, II, V, VI, VII блоках. Скважины, вскрывшие блок Ia, по данным ГИС водонасыщенные.

Пласт прослеживается в 354 скважинах, расположенных в западной части месторождения, из них 282 скважины в пределах продуктивной части.

*Ib блок.* К пласту Ю-По приурочена нефтяная залежь, установленная по результатам опробования и ГИС.

Продуктивность доказана результатами получения притоков нефти при опробовании и перфорации более 20 скважин.

Водонефтяной раздел по данным ГИС в скважинах 4126, 6034, 4184 фиксируется на абсолютных отметках -482,8, -483,2, -479,3 м, соответственно.

Водонефтяной контакт колеблется в пределах абсолютных отметок -479,3 -483,2 м.

**Iv блок.** Вскрыт 245 скважинами, из них 25 непродуктивные, а 9 вскрыли зону глинизации.

Продуктивность доказана результатами получения притоков нефти при опробовании и перфорации более 50 скважин.

Водонефтяной контакт по скважинам, расположенным в южной части, колеблется в пределах абсолютных отметок -468,3-471,0 м, в северной части ВНК принят -481,3 по скважине 691.





Нефтяные залежи на восточном участке приурочены к Ie, II, IV, V, VI, VII блокам, со своими водонефтяными контактами.

Блок разбурен эксплуатационными скважинами, по данным которых установлена продуктивность пласта на двух участках: район скважин 5073, 3577 и район скважин 4852, 5087, 4407.

Район скважин 5073, 3577 расположен в северной части блока и контролируется в северной части тектоническим нарушением F<sub>1</sub><sup>1</sup>.

На данном участке залежь установлена по материалам геофизических исследований скважин 5073, 3577. В скважине 3577 коллекторы уверенно оценены, как продуктивные до отметок -364,7 и в скважине 5073 фиксируется раздел нефть-вода на отметке -387,9 м. Положение водонефтяного контакта принято условно на отметке -387,9 м.

На втором участке самые низкие отметки получения нефти отмечаются в скважинах 4862, 5087 (-392,7, -392,3 м). По данным ГИС самые низкие отметки нефтенасыщенных пластов зафиксированы на глубине -400,5, -385,4 м, в скважинах 5027, 4407. Положение водонефтяного контакта принято условно на отметке -396,0-400,0 м.

## **II блок**

**Пласт Ю-По.** Во II блоке по новым данным интерпретации МОГТ 3Д находятся скважины 4947, 5126. При совместной перфорации с Ю-Пл пластом в скважине 4947 получен приток нефти до отметки -469,3 м. По материалам ГИС в скважине 5126 подошва нефтяного пласта отбивается на отметке -459,9 м.

Водонефтяной контакт залежи принят на отметке -459,9-463,0 м.

## **V блок**

Залежь пласта Ю-По распространена в двух линзах: район скважин 4835, 7024 и район скважин 2834, 2820.

Продуктивность участка в районе скважин 4835 доказана результатами испытания эксплуатационной скважины 4835, в которой получен приток нефти до отметки -387,0 м, при совместной перфорации с пластами Д2, Ю-Ин.

По данным ГИС в скважинах 7024, 7122, 3617, 7120, 7119, 7021, 7022, 4837 пласты оценены как нефтенасыщенные.

Положение водонефтяного контакта для данного района принимается в интервале отметок -389,0-391,5 м.

Залежь в районе скважин 2834, 2856 установлена по результатам получения притоков нефти в скважине 2834, при совместной перфорации с пластами Д2, Ю-Исп, Ю-Ин, по данным ГИС пласты оценены как нефтенасыщенные до отметки -391,9, а кровля водонасыщенного пласта с отметки -393,3 м. Раздел нефть-вода на отметке -399,2 м выделен по ГИС в скважине 2856.



ВНК в данном районе принят в интервале отметок -393-399,2 м.

**VI блок.**

ВНК обоснован по материалам ГИС и подтвержден результатами добычи эксплуатационных скважин. По залежи наблюдается погружение водонефтяного контакта в южной части блока.

ВНК в северной части блока принят -405,2-408,1 м, в центральной -414,0 м, в южной -419,0 м. В целом по блоку ВНК колеблется в пределах абсолютных отметок -405,2-419,0 м.

**VII блок**

По результатам интерпретации МОГТ 3Д скважина 3986 находится в блоке VII. При совместной перфорации с Ю-Пл пластом в скважине 3986 получен приток нефти до отметки -463,3 м.

Таким образом, положение водонефтяного контакта для данного района принимается на отметке -463,3 м.

**Горизонт Ю-Пл.** Ю-Пл расположен в толще породы между основным юрским пластом (Ю-По) и Ю-Ш. Нефтяные залежи получили распространение в восточной части месторождения в блоках II, VI и VII.

**II блок.** Данный блок расположен между тектоническими нарушениями  $F_1^2$ ,  $F_2^2$ . В блоке пробурено 2 скважины, где по данным ГИС выделены продуктивные пласты. По II блоку водонефтяной контакт установлен по подошве скважины 5126.

В скважинах 4947 и 5126 нефть получена при совместной перфорации с Ю-По горизонтом, подошва перфорированного коллектора соответствует отметкам -487,0, -493,8 м, соответственно.

Водонефтяной контакт принят на отметке -494 м.

**VI блок.** Блок находится в восточной части структуры и ограничен по площади тектоническими нарушениями: с севера  $F_2^2$  и с запада  $F_8$ .

В скважинах 2685, 2689, 2811, 2886, 4988, 5050 была получена нефть при совместной перфорации, при этом подошва перфорированного коллектора соответствует отметкам -446,8, -443,9, -446,5, -444,8, -445,9, -445,1 м.

По данным ГИС выделен раздел нефть-вода в скважинах 2804, 2805, 2680, 2684 на абсолютных отметках -446,4 м, -445,8 м, -446,7 м и -446,7 м., соответственно.

ВНК принят на абсолютной отметке -446,7 м.

**VII блок.** Залечь получила распространение между тектоническими нарушениями: с юга  $F_1^2$ , с севера  $F_2^1$ , с востока  $F_1$ . В блоке пробурены скважины 2878, 3986.



Продуктивность блока доказана результатами перфорации и получения притоков нефти в скважине 3986, до отметки -476,8 м. По данным ГИС в скважине 2878 пласт продуктивный до отметки -489,0 м.

ВНК принят на отметке -489,0 м.

### **Горизонт Ю-III**

Литологически представлен песчаником, мелкозернистым, алевритистым, крепким, на карбонатно-глинистом цементе, полимиктовый, преимущественно кварцевого состава. Тип коллектора – трещиноватый. Горизонт вскрыт значительным числом скважин на всей рассматриваемой территории.

Залежь выявлена на западном поднятии структуры опробованием в скважине 632, где из интервала 310-314 (-332-336) м был получен приток безводной нефти дебитом 6,1 м<sup>3</sup>/сут и подтверждена опробованием в 9 эксплуатационных скважинах.

Большинство скважин в пределах залежи вскрывают кровельную часть горизонта. Данные по этим скважинам были использованы при структурном построении. На структурную карту и карту эффективных толщин нанесены 15 эксплуатационных скважин, в которых проведены испытания пласта и выполнена обработка ГИС (в 7 скважинах). Подошва продуктивного пласта на данной стадии разведанности не установлена.

Наиболее низкая отметка получения нефти зафиксирована в скважине 8120, пробуренной в восточной части структуры, до абсолютной отметки -379,8 м (подошва продуктивного пласта -384 м), по результатам геофизических исследований в скважинах 8109 и 8119 нижняя отметка нефтенасыщенного коллектора составляет -383,2 и -384 м, соответственно.

В скважине 5080 при опробовании интервала 362-371 м (-381,2-390, 2 м) получен приток воды, тогда как из интервала 341-354 м (-360,2-373,2 м) был получен приток нефти. По ГИС нефтенасыщенный коллектор выделен до отметки -380,1 м, водонасыщенный начинается с отметки -387 м.

ВНК в районе скважины 8120 принят на отметке -380-384 м.

При опробовании скважины 401 в интервале 330,5-342 м (-351,5-363 м) получены притоки нефти с 50% обводненностью.

Данные полученные в скважине 6596 противоречивы. При совместном опробовании интервалов 337-343 м (-357,4-363,4 м), 344-360 м, (-364,4-380,4 м) 385-395 (-405,4-415,4) 400-410 (-420,4-430,4) и 416-426 (-436,4-446,4) получен приток нефти дебитом 5,5 м<sup>3</sup>/сут. На шестой день опробования обводненность в скважине 6596 стала увеличиваться и достигла 90%, при дебите нефти 2 м<sup>3</sup>/сут. По результатам ГИС-к установлен работающий интервал 337,4-340,2 м (-357,8-360,6), где отмечена вода со следами нефти. По данным ГИС выделить коллекторы не представляется возможным.



ВНК в районе скважины 6596 принят по подошве верхнего интервала перфорации на отметке -364 м.

В скважине 1475, пробуренной на западном своде залежи, при опробовании интервала -337-351 м получен приток нефти дебитом 13,5 м<sup>3</sup>/сут с незначительной обводненностью, подошва нефтенасыщенного по ГИС коллектора фиксируется на отметке -368,1 м, тогда как с отметки 368,7 м получена вода.

В соседних скважинах 632 и 6К при опробовании получены притоки нефти дебитом 5,6 м<sup>3</sup>/сут, до глубины -336 м и -340,4 м, соответственно. Обработка ГИС по скважинам отсутствует.

ВНК в районе скважины 1475 принят на отметке -369 м.

В скважине 2131, пробуренной на западной части залежи, при опробовании интервала 334-350 м (-356,2-372,2 м) получен приток воды.

Таким образом, ВНК в районе скважины 2131 принят на отметке -356 м.

В таблице 2.1.1 приведена характеристика продуктивных горизонтов толщин по продуктивным пластам.



Таблица 2.1.1— Месторождение Каржанбас. Характеристика продуктивных горизонтов

| №№<br>п/п | Горизонт,<br>залежь | Поднятие, блок | Тип залежи  | Высота<br>залежи,<br>м | Размер<br>залежи,<br>км | Средняя<br>эффективная<br>нефтяная<br>толщина, м | Абсолютная<br>отметка<br>начального<br>положения ВНК<br>(ГНК), м |
|-----------|---------------------|----------------|---|------------------------|-------------------------|--|--|
| 1         | 2                   | 3              | 4   | 5                      | 6                       | 7  | 8  |
| 1         | А1                  | Ia             | пластовая, тектонически и литологически экранированная                | 52,7                   | 1,2х0,9                 | 1,2  | -411   |
| 2         |                     | Iб             | пластовая, тектонически и литологически экранированная                | 69                     | 2,0х1,0                 | 1,4  | -372-379,2   |
| 3         |                     | Iв             | пластовая, тектонически экранированная                                | 73,5-80,5              | 2,2х3,0                 | 5,9  |  |
| 4         |                     | Iе зап. уч.    | пластовая, сводовая,  | 94                     | 3,8х2,4                 | 3,3  | -352-377,7   |
| 5         |                     | Iе вост. уч.   | литологически и тектонически экранированная                           | 47,9-68,9              | 11,4х2,7                |  | -302,6-330   |
| 6         |                     | II             | пластовая, тектонически экранированная                                | 67,3                   | 2,9х0,7                 | 6,1  | -336   |
| 7         |                     | III            | пластовая, сводовая,<br>литологически и тектонически экранированная   | 66,4-69,4              | 9,8х2,6                 | 5,4  | -474,3-483,2   |
| 8         |                     | IV             | пластовая, тектонически экранированная                                | 55,4                   | 0,9х2,1                 | 3,5  | -301   |
| 9         |                     | V              | пластовая, тектонически экранированная                                | 60,5                   | 1,9х2,7                 | 5,1  | -308   |
| 10        |                     | VI             | пластовая, тектонически экранированная                                | 102,9                  | 2,9х3,0                 | 5,6  | -354,3   |
| 11        |                     | VII            | пластовая, тектонически экранированная                                | 65,7                   | 1,0х0,1                 | 5,8  | -397,8-403,4   |
| 12        | А2                  | III зап. уч.   | пластовая, тектонически и литологически экранированная                | 34,8-36,8              | 3,2х0,8                 | 5  | -485,3-489,7   |
| 13        |                     | III вост. уч.  |   | 3,9                    | 1,1х0,8                 |  | -476,5   |
| 14        | Б                   | Ia             | пластовая, тектонически экранированная                                | 28,4                   | 2,3х1,9                 | 6,7  | -431,8   |
| 15        |                     | Iб             | пластовая, тектонически экранированная,<br>литологически ограниченная | 80,5                   | 1,8х3,0                 | 2,3  | -386,8   |
| 16        |                     | Iв             | пластовая, тектонически экранированная,<br>литологически ограниченная | 65,3-83,3              | 2,3х3,0                 | 3,5  | -392,8   |

продолжение таблицы 2.1.1

| 1  | 2 | 3    | 4  | 5          | 6                  | 7   | 8             |
|----|---|------|--|------------|--------------------|-----|---------------|
| 17 | Б | Ie   | пластовая, сводовая, тектонически экранированная, литологически ограниченная | 55,9-130,5 | 16,4x3,5           | 2,8 | -306,1-383,5  |
| 18 |   | II   | пластовая, тектонически экранированная                                       | 38-7       | 0,5x0,04 - 1,0x0,1 | 4,1 | -317-318      |
| 19 |   | III  | пластовая, сводовая, литологически и тектонически ограниченная               | 10 и 5     | 0,4x0,3            | 3,1 | -495,5        |
| 20 |   | IV   | пластовая, тектонически экранированная, литологически ограниченная           | 15-18      | 0,5-0,5 - 0,6x0,6  | 1,4 | -318          |
| 21 |   | V    | пластовая, тектонически экранированная, литологически ограниченная           | 56,9       | 1,3x1,2            | 1,3 |               |
| 22 |   | VI   | пластовая, тектонически экранированная, литологически ограниченная           | 80,9       | 2,4x2,2            | 4   | 346,5-349,8   |
| 23 |   | VII  | пластовая, тектонически экранированная                                       | 65,7       | 1,0x0,1            | 4,9 | -361          |
| 24 |   | VIII | пластовая, тектонически экранированная                                       | 3,3- 10,3  | 2,0x0,2            | 3,2 | -404 -408,4   |
| 25 | В | Ia   | пластовая, тектонически экранированная, литологически ограниченная           | 18,7       | 2x1,9              | 5,9 | -403,7 -406,5 |
| 26 |   | Iб   | пластовая, тектонически экранированная, литологически ограниченная           | 55,4       | 3,2x2,0            | 3,6 | -404,4        |
| 27 |   | Iв   | пластовая, тектонически экранированная, литологически ограниченная           | 54,7-65,7  | 2,2x2,5            | 2   | -389,9        |
| 28 |   | Id   | пластовая, сводовая, тектонически экранированная                             | 38         | 1,8x0,4            | 3,5 | -395,4        |
| 29 |   | Ie   | пластовая, сводовая, тектонически экранированная, литологически ограниченная | 57,3-65,7  | 16,4x3,1           | 2,5 | -321,2        |
| 30 |   | II   | пластовая, тектонически экранированная, литологически ограниченная           | 36,2       | 0,8x0,1            | 2,1 | -315,8        |

продолжение таблицы 2.1.1

| 1  | 2 | 3            | 4  | 5         | 6        | 7    | 8             |
|----|---|--------------|--|-----------|----------|------|---------------|
| 31 | В | III          | пластовая, сводовая, тектонически экранированная, литологически ограниченная | 23,4-47,4 | 6,1х1,2  | 2    | -487          |
| 32 |   | IV           | пластовая, тектонически экранированная, литологически ограниченная           | 55,4      | 0,1х1,7  | 1,7  | -322,3        |
| 33 |   | V            | пластовая, тектонически экранированная, литологически ограниченная           | 62,5      | 1,9х2,5  | 2    | -334,4        |
| 34 |   | VI           | пластовая, сводовая, тектонически экранированная                             | 72,9-80,9 | 2,5х2,8  | 2,5  | -351,0-354,8  |
| 35 |   | VII          | пластовая, тектонически и литологически экранированная                       | 16        | 0,6х0,1  | 2,2  | -326          |
| 36 |   | VIII         | пластовая, тектонически экранированная                                       | 2,9       | 1,1х0,1  | 2    | -423          |
| 37 | Г | Iб сев.-зап. |  | 56,2      | 2,7х2,0  | 5,9  | -391,9 -400,0 |
| 38 |   | Iб юг        |  |           |          |      | -398,3 -420,1 |
| 39 |   | Iв           | пластовая, сводовая, тектонически экранированная                             | 70        | 3,4х2,9  | 11,7 | -386,4 -390,4 |
| 40 |   | Iг           | пластовая, сводовая, тектонически экранированная                             | 34        | 2,2х0,7  | 3,1  | -412,4        |
| 41 |   | Iд           | пластовая сводовая, тектонически экранированная                              | 34        | 2,2х0,7  | 2,7  | -411,5        |
| 42 |   | Iе           | пластовая, сводовая, тектонически экранированная                             | 122       | 14,7х3,0 | 10,1 | -312 -342     |
| 43 |   | II           | пластовая, сводовая, тектонически экранированная                             | 62        | 1,1х0,1  | 6,7  | -362,4        |
| 44 |   | IV           | пластовая, тектонически экранированная                                       | 38        | 1,7х0,9  | 9    | -323,7 -330,4 |
| 45 |   | V            | пластовая, сводовая, тектонически экранированная                             | 69        | 2,6х1,7  | 7,3  | -345,1        |
| 46 |   | VI           | пластовая, тектонически экранированная                                       | 90        | 3,3х2,2  | 6,7  | -370,6 -384,3 |

продолжение таблицы 2.1.1

| 1  | 2  | 3           | 4   | 5         | 6         | 7    | 8             |
|----|----|-------------|---|-----------|-----------|------|---------------|
| 47 | Г  | VII         | пластовая, тектонически экранированная  | 44        | 1,5х0,2   | 5,9  | -426,0        |
| 48 |    | VIII        | пластовая, тектонически экранированная  | 7         | 0,5х0,16  | 5,3  | -447,9        |
| 49 |    | VII а       | пластовая, тектонически экранированная  | 6         | 0,9х0,4   | 8    | -459,0        |
| 50 | Д1 | Iб          | массивная, тектонически экранированная  | 4,0-11,0  | 1,3х0,7   | 2,8  | -393,9 -404,0 |
| 51 |    | Iв сев      | пластовая, тектонически экранированная,<br>литологически ограниченная           | 26,3-48,3 | 1,9х1,2   | 6,1  | -390,3 -395,3 |
| 52 |    | Iв юг       |   |           |           |      | -388,3 -393,0 |
| 53 |    | Iд          | пластовая, тектонически экранированная,   | 10        | 0,3х0,6   | 2,6  | -394,0 -404,0 |
| 54 |    | Iе сев      | пластовая, сводовая, тектонически<br>экранированная, литологически ограниченная | 53,2-62,2 | 9,9х2,6   | 2,4  | -372,8 -401,4 |
| 55 |    | Iе запад    |   |           |           |      | -366,1 -373,9 |
| 56 |    | Iе вост. уч |   |           |           |      | -363,9 -379,3 |
| 57 |    | скв. 1268   | линза   |           | 0,16х0,16 | 1,3  | -             |
| 58 |    | скв. 2715   | линза   | 7         | 0,2х0,2   | 1,4  | -             |
| 59 |    | скв. 4711   | линза   | 12        | 1,2х0,2   | 1,4  | -             |
| 60 |    | скв. 3577   | линза   | 50        | 0,5х0,4   | 1,7  | -379,3        |
| 61 | Д2 | I север     | пластовая, тектонически экранированная,<br>литологически ограниченная           | 39,4-41,4 | 2,2х2,7   | 14,6 | -390,5        |
| 62 |    | I юг        |   |           |           |      | -358,7 -361,7 |
| 63 |    | II          | пластовая, тектонически экранированная  | 57,3-61,3 | 1,7х0,1   | 17,1 | -392,8 -394,3 |
| 64 |    | IV          | пластовая, тектонически экранированная  | 38,1-42,1 | 1,3х0,6   | 18   | -363,7 -368,4 |
| 65 |    | V           | пластовая, тектонически экранированная,<br>литологически ограниченная           | 73,2-77,2 | 1,8х1,2   | 12,4 | -368,5        |
| 66 |    | VI          | пластовая, тектонически экранированная,<br>литологически ограниченная           | 43        | 1,2х1,1   | 3,1  | -             |
| 67 |    | VII         | пластовая, тектонически экранированная  | 75        | 1х0,07    | 10,5 | -426,8        |



продолжение таблицы 2.1.1

| 1  | 2     | 3                                   | 4   | 5  | 6                  | 7   | 8             |
|----|-------|-------------------------------------|---|----|--------------------|-----|---------------|
| 68 | Ю-Іср | Іа запад                            | пластовая, тектонически экранированная                                | 15 | 2,0х2,1            | 3,6 | -480,5        |
| 69 |       | Іб запад                            | пластовая, тектонически экранированная                                | 60 | 0,2х1,9            | 4,6 | -470,7 -474,1 |
| 70 |       | Ів запад                            | пластовая, тектонически экранированная,<br>литологически ограниченная | 55 | 2,2х2,4            | 4,6 | -462,0        |
| 71 |       | Ід запад                            |   | 22 | 1,4х0,3            | 2,5 | -452,0        |
| 72 |       | Іе запад                            | пластовая, тектонически экранированная,<br>литологически ограниченная | 5  | 2,2х2,4            | 2,5 | -446,6        |
| 73 |       | Іе восток                           | тектонически и литологически<br>экранированная                        | 24 | 0,6х0,2            |     | -397,1        |
| 74 |       | ІІ восток                           | пластовая, тектонически экранированная                                | 30 | 0,2х3,1            | 5,4 | -418          |
| 75 |       | ІV восток скв<br>4745               | (линзовидная залежь) пластовая,<br>литологически экранированная       | 9  | 0,2х0,4            | 1,4 | -377          |
| 76 |       | ІV восток скв<br>4717               | (линзовидная залежь) пластовая,<br>литологически экранированная       | 4  | 0,2х0,4            |     | -372          |
| 77 |       | V восток скв<br>4721 юг             | пластовая, литологически экранированная                               | 4  | 0,4х0,9            | 4,1 | -378,0        |
| 78 |       | V восток скв<br>2807, 4958<br>север | пластовая, тектонически экранированная,<br>литологически ограниченная | 40 | 0,7х1,4            |     | -376,8        |
| 79 |       | VI восток                           | пластовая, тектонически экранированная,<br>литологически ограниченная | 40 | 1,2х0,4<br>1,2х0,4 | 1,7 | -397,7        |
| 80 |       | VII восток                          | пластовая, тектонически экранированная                                | 90 | 0,1х1,4            | 2,7 | -462          |
| 81 | Ю-Ін  | Іб западн<br>участок                | пластовая, тектонически экранированная,<br>литологически ограниченная | 40 | 0,2х1,8            | 6,8 | -468,9-473,0  |
| 82 |       | Ів район скв<br>106                 | пластовая   | 4  | -                  | 2,5 | ГНК -406,2    |
| 83 |       | Ів западн<br>участок север          | пластовая, тектонически экранированная                                | 72 | 2,4х3,0            | 5,5 | -452          |

продолжение таблицы 2.1.1

| 1  | 2    | 3  | 4   | 5  | 6       | 7    | 8             |
|----|------|--|---|----|---------|------|---------------|
| 84 | Ю-Ин | IV западн<br>участок юг                          | пластовая, тектонически экранированная                                | 72 | 2,4х3,0 | 5,5  | -468,1        |
| 85 |      | Ie вост участок<br>район скв 1352,<br>2645, 2647 | пластовая, тектонически экранированная,<br>ограничена зоной размыва   | 45 | 1,2х2,4 | 7,2  | -440,6        |
| 86 |      | Ie вост участок<br>район скв 3569,<br>108        | пластовая, тектонически экранированная,<br>ограниченная зона размыва  | 23 | 1,0х0,8 | 13,8 | -405,6        |
| 87 |      | Ie вост участок<br>район скв 1139,<br>1140       | пластовая, тектонически экранированная,<br>ограниченная зона размыва  | 8  | 0,7х0,5 | 2,9  | -378,4        |
| 88 |      | Ie вост участок<br>район скв 4384,               | пластовая, литологически ограниченная                                 | 8  | 0,3х0,4 | 2    | -358,7        |
| 89 |      | Ie вост участок<br>район скв 2041,               | пластовая, литологически ограниченная                                 | 2  | 0,3х0,4 | 1,4  | -366,9        |
| 90 |      | Ie север   | пластовая, тектонически экранированная,<br>литологически ограниченная | 33 | 2,5х1,3 | 6,7  | -376,9        |
| 91 |      | Ie южная   |   |    | 0,3х0,4 |      | -367,1        |
| 92 |      | II вост участок                                  | пластовая, тектонически экранированная                                | 65 | 0,2х3,6 | 7    | -441,1        |
| 93 |      | IV вост<br>участок                               | пластовая, тектонически экранированная                                | 30 | 1,0х1,6 | 16,5 | -375,2 -378,1 |
| 94 |      | V вост участок                                   | пластовая, тектонически экранированная                                | 30 | 1,6х1,8 | 15,2 | -375,5 -392,7 |
| 95 |      | VI вост<br>участок                               | пластовая, тектонически экранированная                                | 40 | 1,7х1,9 | 16,9 | -389,8 -400,8 |
| 96 |      | VII вост<br>участок                              | пластовая, тектонически экранированная                                | 60 | 1,6х1,8 | 5,2  | -482,9        |

продолжение таблицы 2.1.1

| 1   | 2     | 3                                   | 4   | 5       | 6       | 7    | 8             |
|-----|-------|-------------------------------------|---|---------|---------|------|---------------|
| 97  | Ю-Юо  | Іб западн<br>участок                | пластовая, тектонически экранированная                                | 40      | 1,2х1,2 | 9,9  | -479,3 -483,2 |
| 98  |       | Ів западн<br>участок юг             | пластовая, тектонически экранированная                                | 70      | 2,9х2,1 | 12,8 | -468,3 -471,0 |
| 99  |       | Ів западн<br>участок север          |   |         |         |      | -481,3        |
| 100 |       | Іе район скв<br>5073, 3577          | пластовая, литологически экранированная                               | 38      | 0,7х0,6 | 3,5  | -387,9        |
| 101 |       | Іе район скв<br>4852, 5087,<br>4407 |   | 38      | 0,8х1,3 |      | -396,0 -400,0 |
| 102 |       | ІІ                                  | пластовая, тектонически экранированная                                | 9       | 0,2х0,1 | 6,7  | -459,9 -463,0 |
| 103 |       | V район скв<br>4835, 7024           | пластово-сводовая   | 11      | 0,8х0,4 | 1,9  | -389,0 -391,5 |
| 104 |       | V район скв<br>2834,2856            |   | 1,7-5,1 | 0,3х0,4 |      | -393 -399,2   |
| 105 |       | VI                                  | пластовая, тектонически экранированная,<br>литологически ограниченная | 30      | 1,4х1,2 | 3,7  | -405,2 -419,0 |
| 106 |       | VII                                 | пластовая, тектонически экранированная                                | 9,4     | 1,3х1   | 9,2  | -463,3        |
| 107 | Ю-ІІл | ІІ                                  | пластовая, тектонически экранированная                                | 15,6    | 0,2х3,9 | 8,2  | -494          |
| 108 |       | VI                                  | пластовая, тектонически экранированная,<br>литологически ограниченная | 30      | 0,7х1,4 | 12,1 | -446,7        |
| 109 |       | VII                                 | пластовая, тектонически экранированная                                | 18,3    | 0,2х0,9 | 4,1  | -489,0        |
| 110 | Ю-ІІІ | восток                              | массивная, сводовая   | 57      | 4,5х1,7 | 32,4 | -364 -384     |
|     |       | запад                               |   |         |         |      | 356-369       |

### 2.1.1 Характеристика нефтенасыщенных толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности с учетом результатов бурения новых скважин

В данном разделе приведены таблицы, выполненные с учетом предыдущих данных и с использованием дополнительных материалов по скважинам, пробуренным после Пересчета запасов 2020 г. (всего 74 скв.).

Определение коллекторских свойств продуктивных горизонтов, толщин, коэффициентов песчанистости, расчлененности по разрезу проводилось по данным геолого-геофизических материалов, полученных в результате бурения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин.

В таблице 2.1.2 приведены показатели неоднородности по пластам и объектам в целом. В таблице 2.1.3 – показатели неоднородности III объекта разработки по западному и восточному участкам отдельно.

**Таблица 2.1.2– Месторождение Каражанбас. Статистические показатели характеристик неоднородности**

| Горизонт | Пласт | Количество скважин, использованных для определения | Коэффициент песчанистости, доли единиц |          | Коэффициент расчлененности, доли единиц |          | Коэффициент распространения, доли единиц |
|----------|-------|--|--|----------|---|----------|--|
|          |       |  | среднее значение                       | вариации | среднее значение                        | вариации |  |
| I        | A1    | 3828   | 0.37                                   | 0.26     | 1.96                                    | 0.27     | 0.92                                     |
|          | A2    | 90   | 0.42                                   | 0.34     | 2.23                                    | 0.46     | 0.51                                     |
|          | B     | 2547   | 0.30                                   | 0.52     | 1.77                                    | 32       | 0.65                                     |
|          | B     | 2847   | 0.28                                   | 0.53     | 1.73                                    | 0.29     | 0.75                                     |
|          | I     | 4113   | 0.26                                   | 0.26     | 4.17                                    | 0.22     | 0.95                                     |
| II       | Г     | 3236   | 0.46                                   | 0.25     | 3.24                                    | 0.29     | 0.99                                     |
|          | D1    | 867  | 0.29                                   | 0.49     | 1.48                                    | 0.23     | 0.72                                     |
|          | II    | 3247   | 0.36                                   | 0.33     | 3.6                                     | 0.31     | 0.95                                     |
| III      | D2    | 610  | 0.68                                   | 0.16     | 3.54                                    | 0.68     | 0.60                                     |
|          | Ю-Иср | 353  | 0.43                                   | 0.32     | 1.99                                    | 0.37     | 0.93                                     |
|          | Ю-Ин  | 846  | 0.63                                   | 0.15     | 3.2                                     | 0.46     | 0.95                                     |
|          | Ю-По  | 367  | 0.57                                   | 0.17     | 3.23                                    | 0.55     | 0.99                                     |
|          | Ю-Пл  | 76   | 0.36                                   | 0.39     | 2.57                                    | 0.55     | 0.68                                     |
|          | III   | 1043   | 0.51                                   | 0.23     | 6.7                                     | 0.40     | 0.96                                     |
| IV       | Ю-III | 8  | 0.88                                   | 0.04     | 7.8                                     | 0.20     | 1.0                                      |

**Таблица 2.1.3– Месторождение Каражанбас. Статистические показатели характеристик неоднородности пластов III объекта разработки**

| Горизонт | Количество скважин, использованных для определения | Коэффициент песчанистости, доли единиц | Коэффициент расчлененности, доли единиц | Коэффициент распространения, доли единиц |
|----------|--|--|---|--|
|          |  | среднее значение                       | среднее значение                        |  |
| 1        | 2  | 3                                      | 4                                       | 5  |
| Запад    |  |  |   |  |
| Ю-Иср    | 167  | 0.5                                    | 2.4                                     | 0.94                                     |
| Ю-Ин     | 155  | 0.58                                   | 3.4                                     | 0.90                                     |
| Ю-По     | 98   | 0.64                                   | 4.7                                     | 0.94                                     |



| В целом        | 177        | 0.48        | 7.9        | 0.87        |
|----------------|------------|-------------|------------|-------------|
| <b>Восток</b>  |            |             |            |             |
| Д2             | 610        | 0.68        | 3.5        | 0.60        |
| Ю-Иср          | 143        | 0.32        | 1.5        | 0.34        |
| Ю-Ин           | 518        | 0.68        | 3.4        | 0.95        |
| Ю-По           | 103        | 0.43        | 1.7        | 0.62        |
| Ю-Пл           | 50         | 0.44        | 3.2        | 0.89        |
| <b>В целом</b> | <b>574</b> | <b>0,57</b> | <b>6,7</b> | <b>0,78</b> |

В таблице 2.1.4 приведена характеристика толщин пластов, их средние значения и пределы изменения для каждого пласта и объектов разработки (I и II) в целом. С добавлением пробуренных скважин уточнены средние значения толщин и пределы изменений.

**Таблица 2.1.4– Месторождение Каражанбас. Характеристика толщин пластов-коллекторов**

| Объект   | Пласт          | Толщина          | Наименование          | Зона пласта |               | В целом по горизонту в пределах контура нефтеносности |
|----------|----------------|------------------|-----------------------|-------------|---------------|---|
|          |                |                  |                       | нефтяная    | водо-нефтяная |   |
| 1        | 2              | 3                | 4                     | 5           | 6             | 7   |
| I объект | А <sub>1</sub> | Общая            | Средняя, м            | 5.1         | 7.3           | 5.1   |
|          |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.35        | 0.22          | 0.34  |
|          |                |                  | Интервал изменения, м | 0.4-24.8    | 2-16.8        | 0.4-24.8  |
|          |                | Эффективная      | Средняя, м            | 4.2         | 5.4           | 4.2   |
|          |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.30        | 0.13          | 0.30  |
|          |                |                  | Интервал изменения, м | 0.4-15      | 2-9.8         | 0.4-15  |
|          |                | Нефте-насыщенная | Средняя, м            | 4.2         | 3.0           | 4.2   |
|          |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.30        | 0.45          | 0.30  |
|          |                |                  | Интервал изменения, м | 0.4-15      | 0.4-7.4       | 0.4-15  |
|          | А <sub>2</sub> | Общая            | Средняя, м            | 5.2         | 10.6          | 7   |
|          |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.53        | 0.07          | 0.39  |
|          |                |                  | Интервал изменения, м | 0.4-15.6    | 4-16.2        | 0.4-16.2  |
|          |                | Эффективная      | Средняя, м            | 4.5         | 9.1           | 6   |
|          |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.59        | 0.12          | 0.45  |
|          |                |                  | Интервал изменения, м | 0.4-16.8    | 1.7-16.2      | 0.4-16.8  |
|          |                | Нефте-насыщенная | Средняя, м            | 4.5         | 5.9           | 5   |
|          |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.59        | 0.27          | 0.47  |
|          |                |                  | Интервал изменения, м | 0.4-16.8    | 0.7-13.3      | 0.4-16.8  |
|          | Б              | Общая            | Средняя, м            | 3.9         | 6.7           | 3.9   |
|          |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.64        | 0.14          | 0.63  |
|          |                |                  | Интервал изменения, м | 0.3-15.3    | 1.9-12.6      | 0.3-15.3  |
|          |                | Эффективная      | Средняя, м            | 2.9         | 4.7           | 2.9   |
|          |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.61        | 0.22          | 0.61  |
|          |                |                  | Интервал изменения, м | 0.4-13.8    | 1.5-9.4       | 0.4-13.8  |
|          |                | Нефте-насыщенная | Средняя, м            | 2.9         | 2.6           | 2.9   |
|          |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.61        | 0.44          | 0.61  |
|          |                |                  | Интервал изменения, м | 0.4-12.6    | 0.4-7.4       | 0.4-12.6  |
|          | В              | Общая            | Средняя, м            | 3.6         | 6.8           | 3.6   |
|          |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.6         | 0.23          | 0.6   |
|          |                |                  | Интервал изменения, м | 0.3-14.4    | 2.1-14.5      | 0.3-14.5  |
|          |                | Эффективная      | Средняя, м            | 2.5         | 4.1           | 2.5   |
|          |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.45        | 0.42          | 0.45  |
|          |                |                  | Интервал изменения, м | 0.3-11.8    | 1.6-9.4       | 0.3-11.8  |
|          |                | Нефте-насыщенная | Средняя, м            | 2.5         | 2.3           | 2.4   |
|          |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.43        | 0.78          | 0.43  |
|          |                |                  | Интервал изменения, м | 0.3-11.6    | 0.6-8.3       | 0.3-11.6  |



продолжение таблицы 2.1.4

| 1            | 2                           | 3                         | 4                     | 5        | 6        | 7        |
|--------------|-----------------------------|---------------------------|-----------------------|----------|----------|----------|
| I<br>объект  | В<br>целом<br>по<br>объекту | Общая                     | Средняя, м            | 9.8      | 14.2     | 10       |
|              |                             |                           | Козф, вариации, доли  | 0.27     | 0.17     | 0.27     |
|              |                             |                           | Интервал изменения, м | 0.5-32.7 | 2-30.5   | 0.5-32.7 |
|              |                             | Эффек-<br>тивная          | Средняя, м            | 7.5      | 10.7     | 7.7      |
|              |                             |                           | Козф, вариации, доли  | 0.23     | 0.17     | 0.24     |
|              |                             |                           | Интервал изменения, м | 0.5-23.5 | 2-31.2   | 0.5-31.2 |
|              |                             | Нефте-<br>насыщен-<br>ная | Средняя, м            | 7.5      | 7.2      | 7.5      |
|              |                             |                           | Козф, вариации, доли  | 0.23     | 0.32     | 0.5-23   |
|              |                             |                           | Интервал изменения, м | 0.5-23   | 0.7-19.8 | 0.23     |
| II<br>объект | Г                           | Общая                     | Средняя, м            | 13.1     | 17.5     | 13.6     |
|              |                             |                           | Козф, вариации, доли  | 0.23     | 0.1      | 0.22     |
|              |                             |                           | Интервал изменения, м | 0.4-31.3 | 0.6-38.4 | 0.4-38.4 |
|              |                             | Эффек-<br>тивная          | Средняя, м            | 8.9      | 10.5     | 9.1      |
|              |                             |                           | Козф, вариации, доли  | 0.32     | 0.19     | 0.3      |
|              |                             |                           | Интервал изменения, м | 0.4-42.3 | 1.9-22.8 | 0.4-42.3 |
|              |                             | Нефте-<br>насыщен-<br>ная | Средняя, м            | 8.9      | 5.7      | 8.6      |
|              |                             |                           | Козф, вариации, доли  | 0.32     | 0.55     | 0.34     |
|              |                             |                           | Интервал изменения, м | 0.4-42.3 | 0.1-21.2 | 0.1-42.3 |
|              | Д <sub>1</sub>              | Общая                     | Средняя, м            | 3.2      | 8.7      | 4.3      |
|              |                             |                           | Козф, вариации, доли  | 0.55     | 0.1      | 0.58     |
|              |                             |                           | Интервал изменения, м | 0.4-12.6 | 2.0-18.2 | 0.4-18.2 |
|              |                             | Эффек-<br>тивная          | Средняя, м            | 2.8      | 7.4      | 3.7      |
|              |                             |                           | Козф, вариации, доли  | 0.5      | 0.09     | 0.54     |
|              |                             |                           | Интервал изменения, м | 0.4-10.7 | 1.5-12.9 | 0.4-12.9 |
|              |                             | Нефте-<br>насыщен-<br>ная | Средняя, м            | 2.8      | 2.5      | 2.8      |
|              |                             |                           | Козф, вариации, доли  | 0.5      | 0.52     | 0.5      |
|              |                             |                           | Интервал изменения, м | 0.4-10.7 | 0.4-10.4 | 0.4-10.7 |
|              | В<br>целом<br>по<br>объекту | Общая                     | Средняя, м            | 15       | 22.3     | 16.7     |
|              |                             |                           | Козф, вариации, доли  | 0.16     | 0.13     | 0.18     |
|              |                             |                           | Интервал изменения, м | 1.2-36.7 | 3.1-41.6 | 1.2-41.6 |
|              |                             | Эффек-<br>тивная          | Средняя, м            | 10.7     | 14.7     | 11.7     |
|              |                             |                           | Козф, вариации, доли  | 0.25     | 0.13     | 0.23     |
|              |                             |                           | Интервал изменения, м | 1.6-42.3 | 2.4-29.4 | 1.6-42.3 |
|              |                             | Нефте-<br>насыщен-<br>ная | Средняя, м            | 10.7     | 7.3      | 9.9      |
|              |                             |                           | Козф, вариации, доли  | 0.24     | 0.46     | 0.3      |
|              |                             |                           | Интервал изменения, м | 1.6-42.3 | 0.1-23.6 | 0.1-42.3 |

Общая толщина **I объекта разработки** равна в среднем 10,0 м, при этом интервалы изменения толщин довольно значительны - от 0,5 до нескольких десятков метров. Коэффициент песчанистости, отражающий долю коллекторов в объекте, равен 0,26 д. ед. Эффективная нефтенасыщенная толщина объекта в среднем составляет 7,5(см. прил.7). Коэффициент распространения коллекторов равен 0,95 (табл. 3.2.1), расчлененность его составляет 4,17.

**Во II объекте разработки** общая толщина, в среднем равна 16,7 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина второго объекта равна 9,9 м при колебаниях от 0,1 м до 42,3 м (табл. 3.2.3). Коэффициент песчанистости этого объекта равен 0,36 д. ед., расчленённости – 2,9 (см. прил.9).

В таблицах 2.1.5 и 2.1.5 приведена характеристика толщин пластов-коллекторов III объекта разработки по пластам и в целом по объекту, а также отдельно по участкам: восточному и западному.



Таблица 2.1.5– Месторождение Каражанбас. Характеристика толщин пластов-коллекторов (восток)

| Объект     | Пласт          | Толщина          | Наименование          | Зона пласта |               | В целом по горизонту в пределах контура нефтеносности, |
|------------|----------------|------------------|-----------------------|-------------|---------------|--|
|            |                |                  |                       | нефтяная    | водо-нефтяная |  |
| 1          | 2              | 3                | 4                     | 5           | 6             | 7  |
| III объект | Д <sub>2</sub> | Общая            | Средняя, м            | 15.4        | 13.5          | 15.3   |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.22        | 0.22          | 0.22   |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 0.4-28.5    | 1.8-33.6      | 0.4-33.6   |
|            |                | Эффективная      | Средняя, м            | 12.9        | 11            | 12.8   |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.27        | 0.2           | 0.27   |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 0.4-23.3    | 1.2-22.4      | 0.4-23.3   |
|            |                | Нефте-насыщенная | Средняя, м            | 12.9        | 7.6           | 12.6   |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.27        | 0.4           | 0.28   |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 0.4-23.3    | 0.4-20.4      | 0.4-23.3   |
|            | Ю-Isр          | Общая            | Средняя, м            | 4.5         | 5             | 4.6  |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.63        | 0.22          | 0.62   |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 0.4-14.6    | 2.5-8.1       | 0.4-14.6   |
|            |                | Эффективная      | Средняя, м            | 3.6         | 4.5           | 3.6  |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.51        | 0.27          | 0.5  |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 0.4-10.9    | 2.0-7.6       | 0.4-10.9   |
|            |                | Нефте-насыщенная | Средняя, м            | 3.6         | 1.4           | 3.5  |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.51        | 0.12          | 0.52   |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 0.4-10.9    | 1.0-2.1       | 0.4-10.9   |
|            | Ю-In           | Общая            | Средняя, м            | 16.8        | 21.7          | 20   |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.24        | 0.1           | 0.15   |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 0.7-30.8    | 0.7-47        | 0.7-47   |
|            |                | Эффективная      | Средняя, м            | 12.3        | 15.8          | 14.6   |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.3         | 0.16          | 0.21   |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 0.7-27.7    | 2.2-37.9      | 0.7-37.9   |
|            |                | Нефте-насыщенная | Средняя, м            | 12.3        | 8.4           | 9.8  |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.3         | 0.48          | 0.44   |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 0.7-27.7    | 0.4-26.2      | 0.4-27.7   |
|            | Ю-По           | Общая            | Средняя, м            | 4.9         | 13.1          | 9.1  |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.72        | 0.11          | 0.4  |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 0.5-15.9    | 3.6-24.8      | 0.5-24.8   |
|            |                | Эффективная      | Средняя, м            | 3.5         | 8             | 5.8  |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.54        | 0.22          | 0.44   |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 0.5-9.8     | 2.0-15.3      | 0.5-15.3   |
|            |                | Нефте-насыщенная | Средняя, м            | 3.5         | 3             | 3.2  |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.54        | 0.42          | 0.5  |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 0.5-9.8     | 0.5-9.4       | 0.5-9.8  |
|            | Ю-Пл           | Общая            | Средняя, м            | 13.9        | 23.8          | 17.4   |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.22        | 0.15          | 0.27   |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 1.3-27.3    | 2.6-35        | 1.3-36   |
|            |                | Эффективная      | Средняя, м            | 11.5        | 20            | 14.5   |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.16        | 0.18          | 0.27   |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 1.3-20.1    | 2.6-35        | 1.3-36   |
|            |                | Нефте-насыщенная | Средняя, м            | 11.5        | 14.2          | 12.5   |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.16        | 0.36          | 0.27   |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 1.3-20.1    | 1.6-25.9      | 1.3-25.9   |
| III объект | По объекту     | Общая            | Средняя, м            | 23.2        | 41.4          | 37.7   |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.46        | 0.12          | 0.19   |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 0.8-56      | 5.7-99.1      | 0.8-99.1   |
|            |                | Эффективная      | Средняя, м            | 17.9        | 31.9          | 29   |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.44        | 0.13          | 0.2  |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 0.844.6     | 5.7-74.1      | 0.8-74.1   |
|            |                | Нефте-насыщенная | Средняя, м            | 17.8        | 22.4          | 21.5   |
|            |                |                  | Козф, вариации, доли  | 0.44        | 0.22          | 0.26   |
|            |                |                  | Интервал изменения, м | 0.8-44.6    | 0.9-53.6      | 0.8-53.6   |



**III объекте разработки** общая толщина в среднем равна 35,5 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина третьего объекта равна 19,4 м, при колебаниях от 0,8 м до 53,6 м (см. прил. 11). Коэффициент расчленённости – 6,7 д. ед. Коэффициент песчаности равен 0,51 д. ед.

На восточном участке месторождения общая толщина равна 23,2 м, Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 21,5 м при изменениях от 0,8 м до 53,6 м (табл. 3.2.4).

Коэффициенты песчаности и расчленённости соответственно равны 0,57 д. ед. и 6,7 д. ед. (табл. 3.2.2).

На западном участке общая толщина пласта-коллектора составляет 31,8 м, эффективная газонасыщенная толщина – 2,5 м, нефтенасыщенная – 15,8 м (табл. 3.2.5). Коэффициент песчаности равен 0,48 д. ед., расчленённости – 7,9 д. ед.

**Таблица 2.1.6– Месторождение Каражанбас. Характеристика толщин пластов-коллекторов (запад)**

| Объект                | Плас<br>т | Толщи<br>на               | Наименование          | Зона пласта |          |          |                   | В целом  |
|-----------------------|-----------|---------------------------|-----------------------|-------------|----------|----------|-------------------|----------|
|                       |           |                           |                       | газ         | газонфет | нефтяная | водо-<br>нефтяная |          |
| 1                     | 2         | 3                         | 4                     | 5           | 6        | 7        | 8                 | 9        |
| <b>III<br/>объект</b> | Ю-<br>Иср | Общая                     | Средняя, м            |             |          | 6.3      | 11.3              | 6.6      |
|                       |           |                           | Коэф, вариации, доли  |             |          | 0.43     | 0.12              | 0.43     |
|                       |           |                           | Интервал изменения, м |             |          | 0.5-18.5 | 5.2-19.4          | 0.5-19.4 |
|                       |           | Эффек-<br>тивная          | Средняя, м            |             |          | 4.6      | 7                 | 4.7      |
|                       |           |                           | Коэф, вариации, доли  |             |          | 0.42     | 0.06              | 0.4      |
|                       |           |                           | Интервал изменения, м |             |          | 0.5-16   | 3.2-9.0           | 0.5-16   |
|                       |           | Нефте-<br>насыщ<br>ен-ная | Средняя, м            |             |          | 4.6      | 3.9               | 4.5      |
|                       |           |                           | Коэф, вариации, доли  |             |          | 0.42     | 0.27              | 0.41     |
|                       |           |                           | Интервал изменения, м |             |          | 0.5-16   | 1.5-8.5           | 0.5-16   |
|                       | Ю-Ин      | Общая                     | Средняя, м            |             | 9.3      | 9.2      | 23.2              | 11.2     |
|                       |           |                           | Коэф, вариации, доли  |             | 0.22     | 0.43     | 0.09              | 0.5      |
|                       |           |                           | Интервал изменения, м |             | 2.4-17.5 | 0.7-31   | 2.6-32.9          | 0.7-32.9 |
|                       |           | Эффек-<br>тивная          | Средняя, м            |             | 8.1      | 5.8      | 9.9               | 6.4      |
|                       |           |                           | Коэф, вариации, доли  |             | 0.17     | 0.3      | 0.18              | 0.32     |
|                       |           |                           | Интервал изменения, м |             | 2.4-12.7 | 0.7-19.4 | 2.6-20.7          | 0.7-20.7 |
|                       |           | Нефте-<br>насыщ<br>ен-ная | Средняя, м            |             | 5.5      | 5.8      | 5.1               | 5.7      |
|                       |           |                           | Коэф, вариации, доли  |             | 0.31     | 0.3      | 0.52              | 0.32     |
|                       |           |                           | Интервал изменения, м |             | 0.8-10   | 0.7-19.4 | 0.8-17.8          | 0.7-19.4 |





продолжение таблицы 2.1.6

| 1             | 2             | 3                | 4                     | 5        | 6         | 7        | 8        | 9        |
|---------------|---------------|------------------|-----------------------|----------|-----------|----------|----------|----------|
| III<br>объект | Ю-Ін          | Общая            | Средняя, м            |          | 9.3       | 9.2      | 23.2     | 11.2     |
|               |               |                  | Коэф, вариации, доли  |          | 0.22      | 0.43     | 0.09     | 0.5      |
|               |               |                  | Интервал изменения, м |          | 2.4-17.5  | 0.7-31   | 2.6-32.9 | 0.7-32.9 |
|               |               | Эффективная      | Средняя, м            |          | 8.1       | 5.8      | 9.9      | 6.4      |
|               |               |                  | Коэф, вариации, доли  |          | 0.17      | 0.3      | 0.18     | 0.32     |
|               |               |                  | Интервал изменения, м |          | 2.4-12.7  | 0.7-19.4 | 2.6-20.7 | 0.7-20.7 |
|               |               | Нефте-насыщенная | Средняя, м            |          | 5.5       | 5.8      | 5.1      | 5.7      |
|               |               |                  | Коэф, вариации, доли  |          | 0.31      | 0.3      | 0.52     | 0.32     |
|               |               |                  | Интервал изменения, м |          | 0.8-10    | 0.7-19.4 | 0.8-17.8 | 0.7-19.4 |
|               |               | Газо-насыщенная  | Средняя, м            | 1.2      | 2.6       |          |          | 2.5      |
|               |               |                  | Коэф, вариации, доли  | 0        | 0.05      |          |          | 0.17     |
|               |               |                  | Интервал изменения, м | 1.2      | 1.6-3.4   |          |          | 1.2-3.4  |
|               | Ю-Іо          | Общая            | Средняя, м            |          |           | 19.2     | 26       | 21.7     |
|               |               |                  | Коэф, вариации, доли  |          |           | 0.21     | 0.1      | 0.18     |
|               |               |                  | Интервал изменения, м |          |           | 0.7-39   | 5.5-44.8 | 0.7-44.8 |
|               |               | Эффективная      | Средняя, м            |          |           | 12.5     | 15.9     | 13.8     |
|               |               |                  | Коэф, вариации, доли  |          |           | 0.23     | 0.1      | 0.18     |
|               |               |                  | Интервал изменения, м |          |           | 0.7-27.2 | 4.2-28.8 | 0.7-28.8 |
|               |               | Нефте-насыщенная | Средняя, м            |          |           | 12.5     | 8.8      | 11.2     |
|               |               |                  | Коэф, вариации, доли  |          |           | 0.23     | 0.38     | 0.3      |
|               |               |                  | Интервал изменения, м |          |           | 0.7-27.2 | 1.3-23.8 | 0.7-27.2 |
|               | III<br>объект | Общая            | Средняя, м            | 23.8     | 26.5      | 23.6     | 36.7     | 31.8     |
|               |               |                  | Коэф, вариации, доли  | 0.26     | 0.05      | 0.27     | 0.11     | 0.18     |
|               |               |                  | Интервал изменения, м | 3.5-56.6 | 15.5-32.9 | 3.5-56.6 | 4.1-64.5 | 3.5-64.5 |
|               |               | Эффективная      | Средняя, м            | 16.3     | 22.7      | 15.8     | 22.6     | 20.2     |
|               |               |                  | Коэф, вариации, доли  | 0.23     | 0.06      | 0.24     | 0.14     | 0.19     |
|               |               |                  | Интервал изменения, м | 3.5-35.4 | 13.4-31.5 | 2.4-35.4 | 2.5-42.6 | 2.4-42.6 |
|               |               | Нефте-насыщенная | Средняя, м            | 16.2     | 20.2      | 15.8     | 15.6     | 15.8     |
|               |               |                  | Коэф, вариации, доли  | 0.23     | 0.08      | 0.24     | 0.22     | 0.23     |
|               |               |                  | Интервал изменения, м | 3.4-35.4 | 11.7-28.5 | 2.4-35.4 | 0.9-34.5 | 0.9-35.4 |
|               |               | Газо-насыщенная  | Средняя, м            | 2.5      | 2.5       |          |          | 2.5      |
|               |               |                  | Коэф, вариации, доли  | 0.09     | 0.15      |          |          | 0.09     |
|               |               |                  | Интервал изменения, м | 1.6-3.4  | 1.2-3.4   |          |          | 1.6-3.4  |

В IV объекте разработки общая толщина, в среднем равна 51,7 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина четвертого объекта равна 26,9 м при колебаниях от 21,1 м до 32,8 м (табл. 2.1.7). Коэффициент песчаности этого объекта равен 0,88 д. ед., расчленённости – 7,8 (см. прил.13).

Таблица 2.1.7– Месторождение Каражанбас. Характеристика толщин пластов-коллектор пласта Ю-III

| Объект       | Пласт | Толщина          | Наименование          | Зона пласта |               | В целом по горизонту в пределах контура нефтеносности, |
|--------------|-------|------------------|-----------------------|-------------|---------------|--|
|              |       |                  |                       | нефтя-ная   | водо-нефтяная |  |
| IV<br>объект | Ю-III | Общая            | Средняя, м            | 45.1        | 71.6          | 51.7   |
|              |       |                  | Коэф, вариации, доли  | 0.01        | 0.12          | 0.11   |
|              |       |                  | Интервал изменения, м | 38.5-50.2   | 46.8-96.5     | 38.5-96.5  |
|              |       | Эффективная      | Средняя, м            | 33.9        | 50.3          | 38   |
|              |       |                  | Коэф, вариации, доли  | 0.01        | 0.27          | 0.16   |
|              |       |                  | Интервал изменения, м | 30.0-37.4   | 24.0-76.7     | 24-76.7  |
|              |       | Нефте-насыщенная | Средняя, м            | 32.4        | 26.9          | 31.1   |
|              |       |                  | Коэф, вариации, доли  | 0.01        | 0.05          | 0.02   |
|              |       |                  | Интервал изменения, м | 27.8-37.4   | 21.1-32.8     | 21.1-37.4  |
|              |       |                  |                       |             |               |  |



## 2.2 Свойства и состав нефти, газа и воды

Обобщение результатов исследований и определение характеристик пластового флюида выполнялось при составлении «Подсчета запасов нефти и растворенного газа» 2007 г. [1] и «Уточненного проекта разработки месторождения Каражанбас» 2009 г. [2].

После выполнения работ [1 и 2] для определения текущих свойств пластовых флюидов, а также контроля за их изменениями в процессе разработки продуктивных залежей месторождения Каражанбас в период с 2012 по 01.07.2020 гг., произведены исследования глубинных проб нефти, отобранных из 54 скважины, а также рекомбинированных проб из 30 скважин.

В данном отчете для уточнения текущих физико-химические свойств пластовых флюидов по состоянию изученности на 01.07.2020 года, привлечены результаты исследований, проведенные в период с 2012 по 01.07.2020 гг.

Продуктивные горизонты месторождения Каражанбас объединены в 4 объекта разработки, распределение которых по горизонтам следующее:

- I объект – пласты А, Б, В северный, центральный, западный, и восточный участки;
- II объект - пласты Г, Д<sub>1</sub> центральный, западный и восточный участки;
- III объект – пласт Д<sub>2</sub>; юрские горизонты: Ю-I и Ю-II центральный и восточный участки.
- IV объект - горизонт Ю-III центральный участок.

Распределение исследований глубинных проб пластовой нефти по объектам было следующим:

- I объект – 65 пробы из 31 скважина;
- II объект – 28 проб из 13 скважин;
- III объект – 17 проб из 9 скважин.
- IV объект – 2 пробы из 1 скважины.

Распределение исследований рекомбинированных проб пластовой нефти по объектам:

- I объект – 10 проб из 10 скважин;
- II объект – 10 проб из 10 скважин;
- III объект – 7 проб из 7 скважин.
- IV объект – 3 пробы из 3 скважин.

Глубинные и рекомбинированные пробы нефти исследовались в ЦНЛИ АО «КазНИПИМунайгаз».



Исследования пластовых нефтей выполнялись по МВИ №02-2017 «Методы исследования пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

В процессе исследования пластовых проб нефти выполнялись следующие эксперименты:

- опыт объемного расширения пластовой нефти или PV–соотношения при постоянной температуре;
- опыт стандартного разгазирования;
- определение вязкости пластовой нефти;
- по рекомбинированным пробам опыт дифференциального разгазирования.

В таблице 2.2.1 приведены результаты исследований глубинных проб нефти, полученные за анализируемый период по состоянию изученности на 01.07.2020 г.

Наибольшее количество отобранных проб приходится на Восточный и Центральный участки месторождения. Запад и Север представлены исследованиями пластовой нефти из 15-ти и 7-ти скважин, соответственно.

По результатам исследований из 111 отобранных глубинных проб нефти 29 признаны некондиционными. Данные результаты исследования объясняется условиями отбора глубинных проб нефти. Отбракованы полученные данные с аномально низкими значениями давления насыщения и газосодержания, полученные по скважинам, работающие с низкими забойными давлениями. Полученные результаты исследований глубинных проб данных скважин характеризуют добываемую частично разгазированную нефть в зонах депрессионных воронок.

Результаты исследований по скважинам 1343, 4485, 7112, 5024, 1384, 5873, 7248, 7020, 3647, 4715 (табл. 2.2.1), расположенных на участке паротеплового воздействия, отражают свойства пластовой нефти, где происходит изменение вязкостно-плотностных характеристик с повышением температуры разрабатываемых продуктивных залежей. Вязкость и плотность пластовой нефти в таких участках изменяются в соответствии с интенсивностью проявления воздействия горячего пара на пласт в сторону снижения их значений. Полученные параметры по таким пробам в расчете средних значений свойств пластовой нефти участия не принимают, так как имеет место внешнего воздействия на текущее состояние флюида в пласте. Результаты исследований по скважине 416 также в расчете средних значений не вошли по причине остаточного воздействия на пласт температуры.

В 2017-2021 годах были проведены исследования рекомбинированных проб пластовой нефти по замеренным промысловым газовым факторам (ГФ) по скважинам 416, 925, 927, 1384, 3956, 4000, 6268, 7112, 1936, 667, 6007, 709, 2213, 7248, 1911, 7020, 6115,



Таблица 2.2.1- Результаты исследований глубинных проб нефти в период 2012-01.07.2020 гг.

| № скв./<br>про бы               | Гори<br>зонт   | Дата<br>отбора | Глуби<br>на отбо<br>ра, м | Интервал<br>перфора<br>ции, м                      | Пластовые<br>условия<br>эксперимента              |                             | Давле<br>ние<br>насы<br>ще<br>ния,<br>МПа | Газосодержа<br>ние |       | Коэффициент       |  |   | Усадка,<br>% | Плотность, кг/м³      |             | Вязкость,<br>мПа*с |
|---------------------------------|----------------|----------------|---------------------------|--|---|-----------------------------|---|--------------------|-------|-------------------|--|---|--------------|-----------------------|-------------|--------------------|
|                                 |                |                |                           |  | давле<br>ние<br>началь<br>ное/тек<br>ущее,<br>МПа | темп<br>е<br>рату<br>ра, °C |   | м³/т               | м³/м³ | объем.,<br>д. ед. | сжимае<br>мости,<br>*10 <sup>-4</sup><br>л/МПа | раство<br>римос<br>ти,<br>м³/м³<br>/МПа |              | пласт.<br>усло<br>вия | при<br>20°C |                    |
| I объект                        |                |                |                           |  |   |                             |   |                    |       |                   |  |   |              |                       |             |                    |
| Северный участок                |                |                |                           |  |   |                             |   |                    |       |                   |  |   |              |                       |             |                    |
| 5376(1)*                        | А <sub>1</sub> | 02.12.12       | 405                       | 436.7-437.7<br>438-443                             | 3,04  | 26                          | 0,41                                      | 1,52               | 1,43  | 1,010             | 28,32  | 3,45                                    | 1,0          | 931,0                 | 938,0       | 905,0              |
| (2)*                            |                |                |                           |  |   |                             | 0,42                                      | 1,56               | 1,47  | 1,011             | 28,06  | 3,50                                    | 1,1          | 931,0                 | 940,0       | 897,0              |
| 5376*                           | А <sub>1</sub> | 22.08.13       | 435                       | 436.7-437.7<br>438-443                             | 4,43  | 25                          | 0,70                                      | 2,15               | 2,02  | 1,018             | 28,63  | 2,89                                    | 1,8          | 920,5                 | 938,6       | 530,0              |
| (2)*                            |                |                |                           |  |   |                             | 0,75                                      | 2,32               | 2,19  | 1,019             | 28,75  | 2,92                                    | 1,9          | 919,5                 | 939,0       | 505,0              |
| Среднее по пробам скважина 5376 |                |                |                           |  |   |                             | 0,73                                      | 2,24               | 2,11  | 1,019             | 28,69  | 2,91                                    | 1,85         | 920,0                 | 938,8       | 518                |
| 5734 (1)                        | А <sub>1</sub> | 23.07.14       | 350                       | 441.3-447.9  | 4,05  | 26                          | 2,10                                      | 7,56               | 7,00  | 1,026             | 35,36  | 3,33                                    | 2,5          | 915,5                 | 926,5       | 452,5              |
| (2)                             |                |                | 300                       |  |   |                             | 1,80                                      | 6,34               | 5,87  | 1,021             | 31,36  | 3,26                                    | 2,1          | 918,2                 | 925,4       | 475,0              |
| Среднее по пробам скважина 5734 |                |                |                           |  |   |                             | 2,00                                      | 6,95               | 6,44  | 1,024             | 33,36  | 3,30                                    | 2,3          | 916,9                 | 926,0       | 463,8              |
| 5871 (1)                        | А <sub>1</sub> | 25.06.17       | 410                       | 437-444  | 5,4   | 27,3                        | 0,95                                      | 3,78               | 3,57  | 1,015             | 20,11  | 3,76                                    | 1,47         | 929,5                 | 943,5       | 868                |
| (2)                             |                |                | 410                       |  |   |                             | 0,95                                      | 3,82               | 3,62  | 1,015             | 20,15  | 3,81                                    | 1,47         | 928,4                 | 948,8       | 872                |
| Среднее по пробам скважина 5871 |                |                |                           |  |   |                             | 0,95                                      | 3,80               | 3,60  | 1,015             | 20,13  | 3,78                                    | 1,47         | 929,0                 | 946,2       | 870                |
| 3956**<br>рек                   | А <sub>2</sub> | 25.06.17       | -                         | 456.7 –<br>458.5, 459.2<br>– 460, 460.8<br>– 462.9 | 5,4/<br>3,0                                       | 31                          | 2,39                                      | 9,68               | 9,09  | 1,025             | 23,98  | 3,95                                    | 2,44         | 921,1                 | 938,9       | 520                |
| 5761**<br>реком                 | А <sub>1</sub> | 10.07.18       | -                         | 454-458  | 5,4/<br>3,2                                       | 39,5                        | 2,39                                      | 9,50               | 8,92  | 1,017             | 17,68  | 3,73                                    | 1,67         | 912,0                 | 938,5       | 185,2              |
| 5673<br>***                     | А <sub>1</sub> | 25.07.18       | 280                       | 301-303,<br>307-309                                | 5,4   | 51,3                        | 1,97                                      | 6,79               | 6,41  | 1,021             | 21,47  | 3,26                                    | 2,09         | 894,2                 | 944,3       | 128,0              |
| 3889<br>рек                     | А <sub>1</sub> | 21.05.19       | -                         | 443-445,2;<br>445,7-446,2                          | 5,4   | 33                          | 2,3                                       | 7,63               | 7,21  | 1,017             | 14,02  | 3,13                                    | 1,67         | 922,1                 | 945,2       | 432                |
| 5768<br>рек                     | А <sub>2</sub> | 21.05.19       | -                         | 457-458,5;<br>459-460,5                            | 5,4   | 31                          | 2,2                                       | 7,50               | 7,05  | 1,017             | 14,45  | 3,21                                    | 1,67         | 910,0                 | 939,4       | 534                |
| Среднее по Северному участку    |                |                |                           |  |   |                             | 2,04                                      | 7,51               | 7,05  | 1,019             | 20,60  | 3,52                                    | 1,87         | 918,5                 | 939,0       | 501                |

| Центральный участок             |                     |          |     |  |      |    |      |      |      |       |       |      |      |       |       |       |
|---------------------------------|---------------------|----------|-----|--|------|----|------|------|------|-------|-------|------|------|-------|-------|-------|
| 200 (1)                         | А <sub>1</sub> +Б   | 15.09.14 | 200 | 309.4-313.2  | 4,05 | 26 | 1,30 | 3,54 | 3,26 | 1,012 | 35,36 | 2,51 | 1,2  | 917,1 | 920,7 | 565,2 |
| (2)                             |                     |          |     | 314.5-316.7  |      |    | 1,20 | 3,01 | 2,77 | 1,01  | 34,90 | 2,31 | 1,0  | 917,2 | 920,4 | 575,0 |
| Среднее по пробам скважина 200  |                     |          |     |  |      |    | 1,30 | 3,28 | 3,02 | 1,011 | 35,30 | 2,41 | 1,1  | 917,2 | 920,6 | 570,1 |
| 3008(1)                         | А <sub>1</sub> +Б   | 15.08.13 | 260 | 315.8-318.3  | 3,00 | 25 | 0,95 | 2,85 | 2,69 | 1,020 | 29,07 | 2,83 | 2,0  | 914,8 | 944,0 | 420,0 |
| (2)                             |                     |          | 270 | 329.4-334.4  |      |    | 1,00 | 2,96 | 2,78 | 1,021 | 29,33 | 2,96 | 2,1  | 913,0 | 945,1 | 407,0 |
| Среднее по пробам скважина 3008 |                     |          |     |  |      |    | 0,98 | 2,91 | 2,74 | 1,021 | 29,20 | 2,90 | 2,05 | 913,9 | 944,6 | 414   |
| 414 (1)                         | А <sub>1</sub> +В   | 07.07.13 | 230 | 257.9-258.8  | 3,03 | 25 | 1,35 | 3,37 | 3,20 | 1,015 | 15,34 | 2,37 | 1,5  | 937,1 | 949,0 | 585,0 |
| (2)                             |                     |          |     | 283-286.5  |      |    | 1,40 | 3,87 | 3,66 | 1,016 | 15,01 | 2,61 | 1,6  | 935,5 | 946,8 | 570,0 |
| Среднее по пробам скважина 414  |                     |          |     |  |      |    | 1,38 | 3,62 | 3,43 | 1,016 | 15,18 | 2,49 | 1,5  | 936,3 | 947,9 | 578,0 |
| 537                             | А <sub>1</sub> +Б   | 20.07.15 | 220 | 238.8-240  | 4,0  | 30 | 1,08 | 5,93 | 5,51 | 1,020 | 30,20 | 5,25 | 1,96 | 909,6 | 929,7 | 380,0 |
|                                 |                     |          | 210 | 246-252.8  |      |    | 1,08 | 5,64 | 5,25 | 1,019 | 29,60 | 5,00 | 1,86 | 910,3 | 929,0 | 385,0 |
|                                 |                     |          | 210 | изол. "Г"<br>272.8-275.4<br>279.2-281.2<br>281.6-295.6 |      |    | 1,07 | 5,46 | 5,07 | 1,017 | 25,50 | 4,92 | 1,67 | 912,2 | 929,5 | 385,0 |
| Среднее по пробам скважина 537  |                     |          |     |  |      |    | 1,08 | 5,68 | 5,28 | 1,019 | 28,40 | 5,06 | 1,83 | 910,7 | 929,4 | 383,0 |
| 1128(1)                         | Б                   | 08.09.14 | 110 | 259-265  | 4,07 | 24 | 0,80 | 1,89 | 1,77 | 1,007 | 20,10 | 2,21 | 0,7  | 930,5 | 938,5 | 601,5 |
| (2)                             |                     |          |     | 268-270  |      |    | 0,80 | 1,75 | 1,64 | 1,006 | 19,60 | 2,05 | 0,6  | 931,0 | 938,5 | 625,4 |
|                                 |                     |          |     |  |      |    |      |      |      |       |       |      |      |       |       |       |
| Среднее по пробам скважина 537  |                     |          |     |  |      |    | 0,80 | 1,82 | 1,71 | 1,007 | 19,85 | 2,13 | 0,65 | 930,8 | 938,5 | 613   |
| 1230*                           | А <sub>1</sub> +Б+В | 17.07.15 | 225 | 237-244 248-<br>257 263-268                            | 4,0  | 31 | 0,05 | 0,29 | 0,27 | 1,002 | 10,20 | 5,00 | 0,20 | 922,4 | 930,0 | 375,0 |
|                                 |                     |          | 230 |  |      |    | 0,05 | 0,22 | 0,20 | 1,001 | 8,80  | 3,80 | 0,10 | 922,7 | 931,1 | 384,0 |
|                                 |                     |          | 250 |  |      |    | 0,05 | 0,21 | 0,20 | 1,001 | 7,30  | 3,60 | 0,10 | 922,9 | 931,4 | 390,0 |
| 1343***                         | А <sub>1</sub> +Б+В | 14.08.15 | 220 | 233.3-234.2  | 4,0  | 98 | 1,60 | 5,64 | 5,20 | 1,015 | 15,50 | 3,25 | 1,48 | 867,1 | 922,1 | 7,3   |
|                                 |                     |          |     | 235-239.4  |      |    | 1,50 | 5,51 | 5,08 | 1,014 | 14,40 | 3,38 | 1,38 | 866,5 | 922,7 | 7,5   |
|                                 |                     |          |     | 248.7-249.5  |      |    | 1,50 | 5,42 | 5,00 | 1,014 | 14,00 | 3,38 | 1,38 | 866,7 | 923,3 | 7,5   |
|                                 |                     |          |     |  |      |    |      |      |      |       |       |      |      |       |       |       |
| Среднее по пробам скважина 1343 |                     |          |     |  |      |    | 1,50 | 5,52 | 5,09 | 1,014 | 15,00 | 3,34 | 1,41 | 866,8 | 922,7 | 7,4   |
| 5483                            | А <sub>1</sub> +Б+В | 08.08.16 | 200 | 251-257,   | 5,4  | 25 | 0,75 | 4,03 | 3,77 | 1,010 | 1,18  | 5,03 | 0,99 | 930,0 | 935,8 | 670,5 |
|                                 |                     |          |     | 267-268.5,   |      |    | 0,75 | 3,99 | 3,74 | 1,008 | 1,15  | 4,99 | 0,79 | 931,1 | 936,4 | 682,0 |
|                                 |                     |          |     | 278-282  |      |    | 0,73 | 3,95 | 3,7  | 1,007 | 1,13  | 5,07 | 0,70 | 931,8 | 937,0 | 685,2 |

|                                 |                         |          |     |  |              |      |      |       |       |       |       |      |      |       |       |        |
|---------------------------------|-------------------------|----------|-----|--|--------------|------|------|-------|-------|-------|-------|------|------|-------|-------|--------|
| Среднее по пробам скважина 5483 |                         |          |     |  |              |      | 0,74 | 3,99  | 3,74  | 1,008 | 1,15  | 5,03 | 0,83 | 931,0 | 936,4 | 679    |
| 1249                            | А <sub>1</sub> +Б+В     | 01.10.16 | 165 | 228,8-231,6;<br>232,3-235,2;<br>244,6-45,4;<br>257,3-258,7;<br>261,6-262,7 | 4,0          | 24   | 1,1  | 5,81  | 5,38  | 1,019 | 5,48  | 4,89 | 1,86 | 914,3 | 927,9 | 648,5  |
|                                 |                         |          |     |  |              |      | 1,1  | 5,70  | 5,29  | 1,017 | 5,31  | 4,81 | 1,67 | 914,6 | 927,6 | 650,0  |
|                                 |                         |          |     |  |              |      | 1,0  | 5,64  | 4,87  | 1,015 | 5,25  | 4,87 | 1,47 | 915,0 | 929,0 | 654,3  |
| Среднее по пробам скважина 1249 |                         |          |     |  |              |      | 1,1  | 5,72  | 5,18  | 1,017 | 5,35  | 4,86 | 1,67 | 914,6 | 928,2 | 650,9  |
| 1911**<br>реком                 | А <sub>1</sub> +Б+В     | 03.07.18 | -   | 268-268.5,<br>297.5-299.5  | 4,0/<br>3,65 | 39,1 | 3,41 | 13,62 | 12,76 | 1,026 | 24,36 | 3,74 | 2,53 | 917   | 937,3 | 125,5  |
| 2402<br>рек                     | А <sub>1</sub>          | 21.05.19 | -   | 276,5-283  | 4,0          | 31   | 1,2  | 3,19  | 2,96  | 1,007 | 13,42 | 2,48 | 0,70 | 928,3 | 933,6 | 302    |
| 682<br>рек                      | А <sub>1</sub> +Б+<br>В | 21.05.19 | -   | 294-298;<br>309-310,8;<br>322,8-323,8                                      | 4,0          | 33   | 2,08 | 6,52  | 6,10  | 1,010 | 18,32 | 2,93 | 0,99 | 928,9 | 934,9 | 267,2  |
| Среднее по Центральному участку |                         |          |     |  |              |      | 1,41 | 5,04  | 4,69  | 1,014 | 19,05 | 3,40 | 1,39 | 922,9 | 935,1 | 458    |
| Восточный участок               |                         |          |     |  |              |      |      |       |       |       |       |      |      |       |       |        |
| 2484 (1)                        | А <sub>1</sub>          | 31.08.13 | 240 | 259-265.5<br>288-294<br>295-298  | 3,54         | 23   | 1,30 | 4,33  | 4,07  | 1,020 | 24,85 | 3,13 | 2,0  | 914,8 | 939,5 | 410,0  |
| (2)                             |                         |          | 250 |  |              |      | 1,25 | 4,20  | 3,95  | 1,019 | 24,81 | 3,16 | 1,9  | 916,5 | 940,2 | 425,0  |
| Среднее по пробам скважина 2484 |                         |          |     |  |              |      | 1,28 | 4,27  | 4,01  | 1,020 | 24,83 | 3,15 | 1,9  | 915,7 | 939,9 | 418,0  |
| 2762(1)*                        | А <sub>1</sub>          | 06.12.12 | 230 | 250.3-254.4  | 2,78         | 21   | 0,32 | 1,31  | 1,24  | 1,009 | 29,63 | 3,88 | 0,9  | 938,0 | 943,0 | 1005,0 |
| (2)*                            |                         |          |     |  |              |      | 0,30 | 1,28  | 1,21  | 1,008 | 29,71 | 4,03 | 0,8  | 940,0 | 947,0 | 1040,0 |
| 3255 (1)                        | А <sub>1</sub>          | 24.07.14 | 228 | 227.1-228.8  | 4,05         | 26   | 1,20 | 3,01  | 2,79  | 1,009 | 29,83 | 2,33 | 0,9  | 926,5 | 928,1 | 617,5  |
| (2)                             |                         |          |     |  |              |      | 1,20 | 2,86  | 2,66  | 1,008 | 25,44 | 2,22 | 0,8  | 927,1 | 928,6 | 630,0  |
| Среднее по пробам скважина 3255 |                         |          |     |  |              |      | 1,20 | 2,94  | 2,73  | 1,009 | 27,64 | 2,28 | 0,8  | 926,8 | 928,4 | 623,8  |
| 2055 (1)                        | А <sub>1</sub>          | 21.07.17 | 245 | 262-264, 265-<br>268   | 4,0/<br>1,9  | 25   | 1,3  | 5,08  | 4,79  | 1,017 | 19,28 | 3,64 | 1,67 | 936,4 | 943,7 | 770,5  |
| (2)                             |                         |          |     |  |              |      | 1,3  | 4,97  | 4,69  | 1,016 | 19,25 | 3,52 | 1,57 | 938,1 | 944,2 | 782,0  |
| (3)                             |                         |          |     |  |              |      | 1,2  | 4,85  | 4,58  | 1,015 | 19,23 | 3,87 | 1,48 | 938,8 | 944,6 | 785,2  |
| Среднее по пробам скважина 2055 |                         |          |     |  |              |      | 1,27 | 5,00  | 4,69  | 1,016 | 19,25 | 3,68 | 1,57 | 937,8 | 944,2 | 779,2  |
| Среднее по пласту А             |                         |          |     |  |              |      | 1,25 | 4,07  | 3,81  | 1,015 | 23,91 | 3,04 | 1,42 | 926,8 | 937,5 | 607    |
| 3723 (1)                        | А <sub>1</sub> +Б+<br>В | 11.08.14 |     | 248-256<br>266-269.5<br>279.5-283  | 2,86         | 21   | 1,10 | 5,01  | 4,66  | 1,013 | 35,50 | 4,20 | 1,28 | 928,4 | 931,4 | 490,5  |
| (2)                             |                         |          |     |  |              |      | 1,10 | 4,89  | 4,56  | 1,012 | 33,30 | 4,20 | 1,19 | 929,1 | 931,6 | 498,5  |
| Среднее по пробам скважина 3723 |                         |          |     |  |              |      | 1,10 | 4,95  | 4,61  | 1,013 | 34,50 | 4,20 | 1,24 | 928,8 | 931,5 | 494,5  |
| 3673 (1)                        | А <sub>1</sub> Б        | 25.06.17 | 250 | 271-277, 285-<br>287, 288-291,<br>293,5-295                                | 4,0          | 22,3 | 1,5  | 5,65  | 5,35  | 1,018 | 23,14 | 3,56 | 1,77 | 929,5 | 946,3 | 875    |
| (2)                             |                         |          |     |  |              |      | 1,4  | 5,48  | 5,19  | 1,017 | 22,35 | 3,71 | 1,67 | 928,4 | 947,3 | 880    |
| Среднее по пробам скважина 3673 |                         |          |     |  |              |      | 1,5  | 5,57  | 5,27  | 1,018 | 22,75 | 3,64 | 1,72 | 929,0 | 946,8 | 878    |

|                                 |                         |          |     |  |              |      |             |             |             |              |              |             |             |              |              |              |
|---------------------------------|-------------------------|----------|-----|--|--------------|------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|
| 5602*                           | A <sub>1</sub> +B       | 15.07.17 | 200 | 239.0 – 241.0,<br>243.0 – 246.0,<br>267.0 – 270.5      | 4,0/<br>0,66 | 23   | 0,65        | 2,46        | 2,31        | 1,014        | 20,38        | 3,73        | 1,38        | 927,4        | 938,6        | 870,5        |
|                                 |                         |          |     |  |              |      | 0,65        | 2,36        | 2,22        | 1,013        | 20,15        | 3,58        | 1,28        | 923,1        | 938,8        | 882,0        |
|                                 |                         |          |     |  |              |      | 0,65        | 2,25        | 2,12        | 1,011        | 20,83        | 3,41        | 1,09        | 923,8        | 940,0        | 885,2        |
| Среднее по пробам скважина 5602 |                         |          |     |  |              |      | <b>0,65</b> | <b>2,36</b> | <b>2,22</b> | <b>1,013</b> | <b>20,12</b> | <b>3,57</b> | <b>1,25</b> | <b>924,8</b> | <b>939,1</b> | <b>879,1</b> |
| 5680                            | A <sub>1</sub>          | 18.06.19 | 240 | 243-250,5  | 4,0          | 30   | 1,6         | 5,08        | 4,79        | 1,011        | 11,53        | 3,00        | 1,09        | 901,4        | 943,7        | 437          |
| Среднее по Восточному участку   |                         |          |     |  |              |      | <b>1,33</b> | <b>4,64</b> | <b>4,35</b> | <b>1,015</b> | <b>23,42</b> | <b>3,33</b> | <b>1,39</b> | <b>923,3</b> | <b>939,1</b> | <b>605</b>   |
| Западный участок                |                         |          |     |  |              |      |             |             |             |              |              |             |             |              |              |              |
| 6308(1)*                        | A <sub>1</sub> +Б       | 11.09.14 | 200 | 309.4-313.2<br>334.5-335.2                             | 4,76         | 25   | 0,70        | 1,55        | 1,46        | 1,006        | 27,80        | 2,09        | 0,6         | 932,5        | 938,9        | 630,4        |
| (2)*                            |                         |          |     |  |              |      | 0,70        | 1,47        | 1,38        | 1,005        | 27,50        | 1,97        | 0,5         | 932,9        | 938,6        | 630,4        |
| 4015                            | A <sub>1</sub> +Б+<br>В | 18.09.15 | 290 | 328.6-329  | 4,0          | 24   | 0,94        | 4,90        | 4,58        | 1,022        | 25,40        | 4,87        | 2,15        | 927,6        | 935,6        | 825,0        |
|                                 |                         |          | 290 | 329.8-332.8  |              |      | 0,93        | 4,58        | 4,29        | 1,020        | 24,70        | 4,61        | 1,96        | 928,9        | 935,9        | 834,0        |
|                                 |                         |          | 280 | 337.5-341  |              |      | 0,92        | 4,26        | 3,98        | 1,019        | 23,30        | 4,33        | 1,86        | 929,3        | 935,0        | 847,0        |
| Среднее по пробам скважина 4015 |                         |          |     |  |              |      | <b>0,93</b> | <b>4,58</b> | <b>4,28</b> | <b>1,020</b> | <b>24,47</b> | <b>4,60</b> | <b>1,99</b> | <b>928,6</b> | <b>935,5</b> | <b>835</b>   |
| 4000 **<br>реком                | A <sub>1</sub>          | 25.06.17 | -   | 342.7-345.5,<br>350-354.1                              | 4,0/<br>3,6  | 29   | 2,39        | 9,04        | 8,52        | 1,024        | 22,89        | 3,56        | 2,34        | 920,0        | 942,0        | 550          |
| 6268**<br>реком                 | Б+В                     | 25.06.17 | -   | 331.5-333,<br>348-353.5                                | 4,0/<br>1,6  | 29   | 1,6         | 6,5         | 6,10        | 1,010        | 22,89        | 3,81        | 0,99        | 920          | 939,2        | 530          |
| 667**<br>реком                  | Б+В                     | 03.07.18 | -   | 359-360,3;<br>370,4-373,8                              | 4,0/<br>1,2  | 35,3 | 1,2         | 4,7         | 4,43        | 1,009        | 14,82        | 3,69        | 0,89        | 925          | 944,1        | 375,2        |
| Среднее по Западному участку    |                         |          |     |  |              |      | <b>1,53</b> | <b>6,21</b> | <b>5,83</b> | <b>1,016</b> | <b>21,27</b> | <b>3,92</b> | <b>1,55</b> | <b>923,4</b> | <b>940,2</b> | <b>573</b>   |
| II объект                       |                         |          |     |  |              |      |             |             |             |              |              |             |             |              |              |              |
| Восточный участок               |                         |          |     |  |              |      |             |             |             |              |              |             |             |              |              |              |
| 2960(1)                         | Г                       | 20.08.13 | 270 | 322.7-323.2<br>324.9-326.9<br>327.4-328.7              | 3,00         | 25   | 0,70        | 2,14        | 1,99        | 1,016        | 28,12        | 2,84        | 1,6         | 922,1        | 930,2        | 530,0        |
| (2)                             |                         |          |     |  |              |      | 0,67        | 2,00        | 1,86        | 1,015        | 27,85        | 2,78        | 1,5         | 925,5        | 930,6        | 545,0        |
| Среднее по пробам скважина 2960 |                         |          |     |  |              |      | <b>0,69</b> | <b>2,07</b> | <b>1,93</b> | <b>1,02</b>  | <b>27,99</b> | <b>2,81</b> | <b>1,55</b> | <b>923,8</b> | <b>930,4</b> | <b>538</b>   |
| 2982 (1)                        | Г                       | 06.08.14 |     | 315.4-319<br>320-320.6<br>321.1-323.8                  | 3,70         | 28   | 2,30        | 7,35        | 6,84        | 1,023        | 23,78        | 2,97        | 2,5         | 917,7        | 930,0        | 352,5        |
| (2)                             |                         |          |     |  |              |      | 2,20        | 7,22        | 6,72        | 1,022        | 23,55        | 3,05        | 2,2         | 918,1        | 930,3        | 357,0        |
| Среднее по пробам скважина 2982 |                         |          |     |  |              |      | <b>2,30</b> | <b>7,29</b> | <b>6,78</b> | <b>1,023</b> | <b>23,67</b> | <b>3,01</b> | <b>2,3</b>  | <b>917,9</b> | <b>930,2</b> | <b>354,8</b> |
| 3355 (1)                        | Г                       | 01.09.14 | 260 | 278.8-280.3<br>280.9-281.5<br>290.5-292.2              | 3,70         | 28   | 2,50        | 8,96        | 8,34        | 1,025        | 34,31        | 3,34        | 2,4         | 915,0        | 930,5        | 306,0        |
| (2)                             |                         |          |     |  |              |      | 2,70        | 9,44        | 8,79        | 1,027        | 32,20        | 3,26        | 2,6         | 914,2        | 930,8        | 300,5        |
| Среднее по пробам скважина 3355 |                         |          |     |  |              |      | <b>2,60</b> | <b>9,20</b> | <b>8,57</b> | <b>1,026</b> | <b>33,78</b> | <b>3,30</b> | <b>2,5</b>  | <b>914,6</b> | <b>930,7</b> | <b>303,3</b> |
| 3659                            | Г                       | 01.08.13 | 270 | 299.2-301.5<br>304.6-306.0<br>307.1-307.9<br>310.0-314 | 3,00         | 25   | 1,70        | 6,12        | 5,75        | 1,031        | 12,53        | 3,38        | 3,0         | 923,1        | 939,6        | 755,0        |
| (2)                             |                         |          |     |  |              |      | 1,60        | 5,87        | 5,52        | 1,029        | 12,06        | 3,45        | 2,8         | 927,0        | 940,5        | 780,0        |
| Среднее по пробам скважина 3659 |                         |          |     |  |              |      | <b>1,65</b> | <b>6,00</b> | <b>5,64</b> | <b>1,030</b> | <b>12,30</b> | <b>3,42</b> | <b>2,9</b>  | <b>925,1</b> | <b>940,1</b> | <b>768,0</b> |

|                                 |     |          |     |   |              |      |      |       |       |       |       |      |       |       |       |       |
|---------------------------------|-----|----------|-----|---|--------------|------|------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|
| 4677                            | Г   | 02.07.13 | 290 | 296.2-298.2                                 | 3,04         | 29   | 1,75 | 5,91  | 5,60  | 1,018 | 22,10 | 3,20 | 1,8   | 929,6 | 947,6 | 487,0 |
| (2)                             |     |          |     | 298.8-301.4                                 |              |      | 1,65 | 5,74  | 4,87  | 1,017 | 22,03 | 2,95 | 1,7   | 930,1 | 948,3 | 495,0 |
| Среднее по пробам скважина 4677 |     |          |     |   |              |      | 1,70 | 5,83  | 5,24  | 1,018 | 22,07 | 3,08 | 1,7   | 929,9 | 948,0 | 491,0 |
| 5277(1)*                        | Г   | 22.08.13 | 290 | 293-295.9                                   | 3,00         | 25   | 0,63 | 1,99  | 1,86  | 1,014 | 27,06 | 2,95 | 1,4   | 925,3 | 935,8 | 755,0 |
| (2)*                            |     |          |     | 302.7-306.6                                 |              |      | 0,60 | 1,86  | 1,74  | 1,013 | 27,01 | 2,90 | 1,3   | 928,2 | 936,1 | 770,0 |
| 1565(1)                         | Г   | 26.06.17 | 240 | 279,5-283                                   | 4,0          | 24,8 | 1,7  | 6,28  | 5,92  | 1,021 | 25,14 | 3,48 | 2,06  | 927,1 | 941,9 | 850   |
| (2)                             |     |          |     | 1,5   |              |      | 5,73 | 5,39  | 1,019 | 24,17 | 3,59  | 1,86 | 930,2 | 941,2 | 860   |       |
| Среднее по пробам скважина 1565 |     |          |     |   |              |      | 1,60 | 6,01  | 5,66  | 1,020 | 24,66 | 3,54 | 1,96  | 928,7 | 941,3 | 865   |
| 3647***<br>рек                  | Г   | 21.05.19 | -   | 303,5-304,4;<br>305,2-306,2;<br>306,5-307,2 | 4,0          | 61   | 1,4  | 3,23  | 3,01  | 1,008 | 13,20 | 2,15 | 0,80  | 900,1 | 931,4 | 106   |
| Среднее по Восточному участку   |     |          |     |   |              |      | 1,76 | 6,07  | 5,64  | 1,023 | 24,08 | 3,19 | 2,15  | 923,3 | 936,8 | 553   |
| Центральный участок             |     |          |     |   |              |      |      |       |       |       |       |      |       |       |       |       |
| 6566(1)*                        | Г   | 01.12.12 | 180 | 340.7-345.6                                 | 3,04         | 25,5 | 0,53 | 1,83  | 1,73  | 1,010 | 27,15 | 3,26 | 1,2   | 931,0 | 946,0 | 890,0 |
| (2)*                            |     |          |     |   |              |      | 0,50 | 1,61  | 1,53  | 1,010 | 27,32 | 3,06 | 1,0   | 934,0 | 948,0 | 900,0 |
| 6562                            | Г+Д | 09.07.13 | 390 | 346.5-354.6                                 | 3,00         | 25   | 1,10 | 4,58  | 4,30  | 1,022 | 13,5  | 3,91 | 2,2   | 922,0 | 938,0 | 482,0 |
| (2)                             |     |          |     | 355.6-363.4<br>375.9-377.8                  |              |      | 1,00 | 4,02  | 3,75  | 1,019 | 13,21 | 3,76 | 1,9   | 926,5 | 933,9 | 510,0 |
| Среднее по пробам скважина 6562 |     |          |     |   |              |      | 1,05 | 4,30  | 4,03  | 1,021 | 13,36 | 3,84 | 2,0   | 924,3 | 936,0 | 496,0 |
| 2637                            | Г+Д | 24.07.15 | 185 | 278.1-281.3                                 | 4,0          | 30   | 1,68 | 8,85  | 8,24  | 1,022 | 28,80 | 4,99 | 2,15  | 910,1 | 931,3 | 305,0 |
|                                 |     |          | 190 | 282-290.6                                   |              |      | 1,68 | 8,51  | 7,91  | 1,020 | 28,50 | 4,94 | 1,96  | 913,2 | 930,0 | 310,0 |
|                                 |     |          | 190 | 291.5-297.2<br>309.3-310.3                  |              |      | 1,67 | 8,44  | 7,85  | 1,020 | 28,40 | 4,91 | 1,96  | 913,4 | 930,2 | 306,0 |
| Среднее по пробам скважина 2637 |     |          |     |   |              |      | 1,68 | 7,14  | 6,64  | 1,021 | 28,57 | 3,95 | 2,02  | 912,2 | 930,5 | 307   |
| 416***<br>реком                 | Г   | 25.06.17 | -   | 296-318                                     | 4,0          | 53   | 3,20 | 19,76 | 18,69 | 1,042 | 22,71 | 5,84 | 4,03  | 907,8 | 945,9 | 154   |
| 3030<br>(1)*                    | Г   | 21.07.17 | 335 | 349.8-365.1                                 | 4,0/<br>0,52 | 25   | 0,52 | 1,93  | 1,81  | 1,009 | 16,24 | 3,72 | 0,89  | 929,8 | 938,8 | 830,0 |
| (2)*                            |     |          |     |   |              |      | 0,52 | 1,91  | 1,79  | 1,009 | 16,75 | 3,68 | 0,89  | 930,5 | 939,4 | 855,5 |
| (3)*                            |     |          |     |   |              |      | 0,52 | 1,89  | 1,78  | 1,008 | 16,05 | 3,64 | 0,79  | 939,9 | 939,9 | 870,0 |
| Среднее по пробам скважина 3030 |     |          |     |   |              |      | 0,52 | 1,91  | 1,79  | 1,009 | 16,35 | 3,68 | 0,86  | 939,4 | 939,4 | 851,6 |
| 1936 **<br>реком                | Г   | 03.07.18 | -   | 296,9-299,1;<br>299,7-307,2                 | 4,0/<br>3,0  | 32,5 | 3,03 | 11,49 | 10,86 | 1,021 | 31,32 | 3,58 | 2,05  | 912,1 | 945,1 | 378,3 |
| 1272**<br>реком                 | Г   | 03.07.18 | -   | 291,6-313                                   | 4,0/<br>3,33 | 33,5 | 2,25 | 8,50  | 8,03  | 1,015 | 16,85 | 3,57 | 1,48  | 915   | 940,8 | 285,2 |
| 3787<br>рек                     | Г+Д | 21.05.19 | -   | 298,7-299,4;<br>299,9-301;                  | 4,0          | 32   | 2,7  | 9,17  | 8,62  | 1,019 | 15,10 | 3,19 | 1,86  | 915,3 | 940,2 | 373   |



|                                 |             |          |     |   |              |      |      |      |       |       |       |      |       |       |       |       |
|---------------------------------|-------------|----------|-----|---|--------------|------|------|------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|
|                                 |             |          |     | 302-305,3;<br>306,8-311,7;<br>325,5-326,3                               |              |      |      |      |       |       |       |      |       |       |       |       |
| Среднее по Центральному участку |             |          |     |   |              |      | 2,14 | 8,12 | 7,64  | 1,019 | 21,04 | 3,63 | 1,88  | 915,8 | 938,5 | 368   |
| Западный участок                |             |          |     |   |              |      |      |      |       |       |       |      |       |       |       |       |
| 927 **<br>реком                 | Г           | 25.06.17 | -   | 337.5-343.5,<br>349.3-353,<br>354.3-355.3                               | 4,0/<br>3,1  | 29   | 2,25 | 8,25 | 7,77  | 1,022 | 23,38 | 3,45 | 2,15  | 928,1 | 942,0 | 500   |
| 925 **<br>реком                 | Г           | 25.06.17 | -   | 338.1-339.2,<br>339.8-345,<br>350.7-352,<br>352.9-354.1,<br>355.7-357.4 | 4,0/<br>3,1  | 29   | 2,25 | 8,25 | 7,79  | 1,022 | 24,33 | 3,46 | 2,15  | 928,1 | 943,7 | 575   |
| 2213**<br>ркеом                 | Г           | 03.07.18 | -   | 321-323; 324-<br>327; 329-336   | 4,0/<br>1,56 | 28,3 | 1,56 | 6,0  | 5,6   | 1,012 | 15,02 | 3,61 | 1,19  | 922,5 | 938,4 | 393   |
| Среднее по Западному участку    |             |          |     |   |              |      | 2,02 | 7,50 | 7,05  | 1,019 | 20,91 | 3,51 | 1,83  | 926,2 | 941,4 | 489   |
| III объект                      |             |          |     |   |              |      |      |      |       |       |       |      |       |       |       |       |
| Западный участок                |             |          |     |   |              |      |      |      |       |       |       |      |       |       |       |       |
| 1056 (1)                        | Ю-I         | 19.08.14 | 250 | 416.8-419.8<br>420.8-424.4<br>430-432<br>438-440.7                      | 5,0/<br>3,59 | 27   | 1,40 | 5,74 | 5,25  | 1,017 | 5,47  | 3,75 | 1,7   | 910,2 | 915,3 | 650,0 |
| (2)                             |             |          |     | 1,30  |              |      | 5,12 | 4,68 | 1,015 | 5,21  | 3,60  | 1,5  | 910,6 | 915,0 | 655,2 |       |
| Среднее по пробам скв. 1056     |             |          |     |   |              |      | 1,40 | 5,43 | 4,97  | 1,016 | 5,34  | 3,68 | 1,6   | 910,4 | 915,2 | 652,6 |
| 720(1)*                         | Ю-I+Ю-II    | 14.09.14 | 200 | 391-397 400-<br>406.6 407.8-<br>417                                     | 5,0/<br>4,52 | 28   | 0,80 | 1,38 | 1,30  | 1,005 | 25,50 | 1,63 | 0,5   | 932,7 | 939,0 | 655,0 |
| (2)*                            | II          |          |     |   |              |      | 0,70 | 1,01 | 0,95  | 1,004 | 20,30 | 1,36 | 0,4   | 933,0 | 939,2 | 670,0 |
| 6024                            | Ю-I+Ю-II    | 25.06.13 | 415 | 394.5-400<br>410.2-413<br>418.4-422.5<br>446.2-449                      | 5,0/<br>3,65 | 30   | 1,80 | 7,43 | 6,87  | 1,031 | 15,28 | 3,82 | 3,0   | 910,3 | 927,8 | 362,0 |
| (2)                             |             |          |     |   |              |      | 1,70 | 7,21 | 6,70  | 1,029 | 16,01 | 3,94 | 2,8   | 913,2 | 929,3 | 375,0 |
| Среднее по пробам скважина 6024 |             |          |     |   |              |      | 1,75 | 7,32 | 6,79  | 1,030 | 15,65 | 3,88 | 2,9   | 911,8 | 928,6 | 369   |
| 6034(1)                         | Ю-I         | 02.12.12 | 380 | 404.6-415.2   | 5,0/<br>2,94 | 30   | 1,00 | 3,78 | 3,53  | 1,020 | 24,51 | 3,53 | 1,8   | 923,0 | 934,0 | 595,0 |
| (2)                             | Ю-II        |          |     |   |              |      | 0,90 | 3,52 | 3,29  | 1,020 | 24,74 | 3,91 | 1,7   | 923,0 | 934,0 | 620,0 |
| Среднее по пробам скважина 6034 |             |          |     |   |              |      | 0,95 | 3,65 | 3,41  | 1,020 | 24,63 | 3,72 | 1,7   | 923,0 | 934,0 | 608,0 |
| 6007 **<br>реком                | Ю-I<br>Ю-II | 03.07.18 | -   | 413-414;<br>448,2-451,2   | 5,0/<br>3,62 | 33,5 | 1,96 | 7,80 | 7,42  | 1,014 | 16,02 | 3,78 | 1,38  | 932   | 951,6 | 355   |
| 6115 **<br>реком                | Ю-I         | 03.07.18 | -   | 431-433; 436-<br>440  | 5,0/<br>3,26 | 35,6 | 1,96 | 7,90 | 7,40  | 1,014 | 16,21 | 3,77 | 1,38  | 915   | 937,1 | 245   |

|                                     |                          |          |     |   |              |      |                             |      |      |       |       |      |      |       |       |       |
|-------------------------------------|--------------------------|----------|-----|---|--------------|------|-----------------------------|------|------|-------|-------|------|------|-------|-------|-------|
| Среднее по пласту Западному участку |                          |          |     |   |              |      | 1,60                        | 6,42 | 6,00 | 1,019 | 15,57 | 3,77 | 1,79 | 918,4 | 933,3 | 446   |
| Центральный участок                 |                          |          |     |   |              |      |                             |      |      |       |       |      |      |       |       |       |
| 730*                                | Ю-<br>I+Ю-<br>II         | 14.09.14 | 200 | 391-397, 400-<br>406,6; 407,8-<br>417                                 | 4,52         | 28,2 | 0,8                         | 1,38 | 1,3  | 1,005 | 2,55  | 1,63 | 0,5  | 932,7 | 939   | 655   |
|                                     |                          |          |     |   |              |      | 0,7                         | 1,01 | 0,95 | 1,004 | 2,03  | 1,36 | 0,4  | 933   | 939,2 | 670   |
| 709<br>реком                        | Ю-I                      | 03.07.18 | -   | 385-400   | 3,56         | 37   | 1,96                        | 7,90 | 7,40 | 1,014 | 16,21 | 3,77 | 1,38 | 915,0 | 937,1 | 245   |
| Восточный участок                   |                          |          |     |   |              |      |                             |      |      |       |       |      |      |       |       |       |
| 4485***                             | Д <sub>2</sub> +<br>Ю-I  | 02.09.15 | 320 | 321.4-323.4<br>330.9-340.9<br>341.9-343.5<br>348.2-350<br>351.2-352.2 | 4,7          | 61   | 1,41                        | 7,31 | 6,81 | 1,018 | 23,40 | 4,86 | 1,77 | 890,1 | 931,3 | 73,5  |
|                                     |                          |          |     |   |              |      | 1,41                        | 7,02 | 6,54 | 1,016 | 22,10 | 4,84 | 1,54 | 890,4 | 932,0 | 76,5  |
|                                     |                          |          |     |   |              |      | 1,40                        | 7,07 | 6,59 | 1,017 | 21,80 | 4,88 | 1,67 | 890,3 | 931,7 | 77,3  |
| 4872                                | Д <sub>2</sub> +<br>Ю-I  | 08.09.15 | 330 | 329.4-337<br>342.7-352.8  | 4,7          | 28   | 1,04                        | 5,46 | 5,12 | 1,026 | 30,10 | 4,87 | 2,53 | 920,1 | 937,0 | 775,0 |
|                                     |                          |          | 330 |   |              |      | 1,04                        | 5,51 | 5,17 | 1,025 | 30,90 | 4,97 | 2,44 | 919,8 | 937,5 | 770,0 |
|                                     |                          |          | 320 |   |              |      | 0,95                        | 4,82 | 4,52 | 1,022 | 28,90 | 4,75 | 2,15 | 921,8 | 937,6 | 790,0 |
|                                     |                          |          |     |   |              |      | Среднее по пробам скв. 4872 |      |      |       |       |      |      | 1,01  | 5,26  | 4,94  |
| 7409                                | Д <sub>2</sub>           | 08.09.15 | 300 | 322-338   | 4,7          | 26   | 0,54                        | 2,14 | 1,99 | 1,008 | 11,20 | 3,68 | 0,80 | 914,4 | 928,9 | 830,0 |
|                                     |                          |          | 290 |   |              |      | 0,50                        | 2,00 | 1,86 | 1,007 | 11,00 | 3,72 | 0,70 | 918,2 | 929,4 | 855,0 |
|                                     |                          |          | 290 |   |              |      | 0,50                        | 1,96 | 1,82 | 1,007 | 10,90 | 3,64 | 0,70 | 917,9 | 930,0 | 850,0 |
|                                     |                          |          |     |   |              |      | Среднее по пробам скв. 7409 |      |      |       |       |      |      | 0,51  | 2,03  | 1,89  |
| 5024***                             | Ю-I                      | 15.10.16 | 230 | 354.4 – 355.1,<br>355.8 – 357.6,<br>359 – 362,<br>364.3 – 365.2       | 4,7          | 53   | 1,0                         | 4,31 | 4,01 | 1,015 | 22,55 | 4,01 | 1,48 | 910,1 | 931,2 | 103,4 |
|                                     |                          |          |     |   |              |      | 0,9                         | 4,02 | 3,75 | 1,013 | 22,37 | 4,17 | 1,28 | 910,4 | 932,0 | 106,2 |
|                                     |                          |          |     |   |              |      | 0,9                         | 4,07 | 3,79 | 1,014 | 22,48 | 4,21 | 1,38 | 910,3 | 931,7 | 105,1 |
| Среднее по пробам скв. 5024         |                          |          |     |   |              |      | 0,93                        | 4,13 | 3,85 | 1,014 | 22,47 | 4,13 | 1,38 | 910,3 | 931,6 | 104,9 |
| 7112***<br>рекомб                   | Д <sub>2</sub> +<br>Ю-I  | 25.06.17 | -   | 317-322, 323-<br>327, 328-332,<br>340-346                             | 4,7          | 56   | 1,50                        | 6,00 | 6,51 | 1,018 | 26,30 | 4,34 | 1,77 | 911,0 | 939,2 | 195   |
| 1384***<br>рекомб                   | Г+Д <sub>2</sub><br>+Ю-I | 24.06.17 | -   | 281-284,5;<br>322-328; 334-<br>335                                    | 4,7          | 70   | 1,96                        | 6,94 | 6,52 | 1,022 | 22,74 | 3,33 | 2,15 | 900,5 | 938,8 | 59,7  |
| 7011                                | Д <sub>2</sub>           | 26.07.17 | 330 | 324,0-347,0   | 4,7/<br>1,25 | 27   | 1,26                        | 5,34 | 5,03 | 1,019 | 20,24 | 4,02 | 1,86 | 934,4 | 941,8 | 730   |
|                                     |                          |          |     |   |              |      | 1,25                        | 5,29 | 4,98 | 1,018 | 20,09 | 3,98 | 1,77 | 934,6 | 942,0 | 750   |
|                                     |                          |          |     |   |              |      | 1,25                        | 5,26 | 4,96 | 1,017 | 20,97 | 3,97 | 1,67 | 934,9 | 942,3 | 755   |
| Среднее по пробам скв. 7011         |                          |          |     |   |              |      | 1,25                        | 5,30 | 4,99 | 1,018 | 20,43 | 3,99 | 1,77 | 934,6 | 942,0 | 745   |
| 7020 ***<br>реком                   | Д <sub>2</sub> +<br>Ю-I  | 03.07.18 | -   | 316-326; 348-<br>354  | 1,35         | 62,4 | 1,35                        | 4,80 | 4,49 | 1,008 | 14,22 | 3,33 | 1,79 | 924,5 | 936,4 | 41,8  |

|                                 |                         |          |     |                                    |      |      |      |      |      |       |       |      |      |       |       |       |
|---------------------------------|-------------------------|----------|-----|------------------------------------|------|------|------|------|------|-------|-------|------|------|-------|-------|-------|
| 7248 ***<br>реком               | Д <sub>2</sub> +<br>Ю-I | 03.07.18 | -   | 413-414;<br>448,2-451,2            | 1,48 | 71   | 1,48 | 5,80 | 5,42 | 1,011 | 14,85 | 3,66 | 1,09 | 923   | 934,4 | 38,2  |
| 4715***<br>рек                  | Д <sub>2</sub>          | 21.05.19 | -   | 329,3-343;<br>343,4-345,2          | 4,7  | 62   | 2,2  | 7,22 | 6,78 | 1,016 | 14,37 | 3,08 | 1,57 | 895,6 | 938,6 | 98    |
| 7307                            | Д <sub>2</sub>          | 04.07.19 | 330 | 329-336                            | 4,7  | 33   | 1,9  | 5,94 | 5,56 | 1,013 | 13,01 | 3,00 | 1,29 | 900,6 | 935,5 | 385   |
| 6116<br>рек                     | Ю-I                     | 21.05.19 | -   | 429-430;<br>436-440                | 5,0  | 29   | 1,3  | 4,18 | 3,96 | 1,010 | 13,25 | 3,05 | 0,99 | 928,5 | 939,4 | 565   |
| Среднее по Восточному участку   |                         |          |     |                                    |      |      | 1,19 | 4,54 | 4,27 | 1,014 | 17,54 | 3,72 | 1,43 | 920,2 | 936,7 | 664   |
| IV объект                       |                         |          |     |                                    |      |      |      |      |      |       |       |      |      |       |       |       |
| Центральный участок             |                         |          |     |                                    |      |      |      |      |      |       |       |      |      |       |       |       |
| 6-K<br>рек                      | Г/ЮЗ                    | 01.02.19 | -   | 314-318                            | 4,0  | 30   | 2,05 | 6,49 | 6,11 | 1,013 | 17,17 | 3,17 | 1,28 | 930,4 | 941,5 | 368,4 |
| 513<br>рек                      | Д1/<br>ЮЗ               | 01.02.19 | -   | 313-317,5                          | 4,0  | 32   | 1,94 | 6,25 | 5,84 | 1,012 | 18,32 | 3,01 | 1,19 | 929,8 | 935,2 | 267,2 |
| 2131                            | Д1/<br>ЮЗ               | 11.08.19 | 340 | 334-350                            | 4,0  | 30   | 2,0  | 6,78 | 6,31 | 1,015 | 16,49 | 3,16 | 1,48 | 899,6 | 930,6 | 305   |
|                                 |                         |          |     |                                    |      |      | 2,0  | 6,61 | 6,20 | 1,014 | 16,21 | 3,16 | 1,38 | 899,1 | 930,4 | 310   |
| Среднее по пробам скв. 2131     |                         |          |     |                                    |      |      | 2,0  | 6,70 | 6,26 | 1,015 | 16,35 | 3,16 | 1,43 | 899,4 | 930,5 | 308   |
| 5080*                           | Д<br>/ЮЗ                | 30.04.21 | -   | 341-354<br>(362-371<br>изолирован) | 4,0  | 32,5 | 0,16 | 0,51 | 0,48 | 1,002 | 2,36  | 3,00 | 0,20 | 930,1 | 939,0 | 345   |
| Среднее по Центральному участку |                         |          |     |                                    |      |      | 2,00 | 6,48 | 6,07 | 1,013 | 17,28 | 3,11 | 1,30 | 919,9 | 935,7 | 315   |

Примечание:

\*- результаты отбракованы

\*\* - результат принимается по графикам дифференциального разгазирования при текущих Рпл

\*\*\* - участок паротеплового воздействия

Таблица 2.2.2– Сравнительная характеристика параметров пластовой нефти по объектам разработки

| Наименование                                 | На дату проектирования документа УПР 2009 [2] |      |                    |                  | На дату настоящего отчета |      |                    |                  |
|--|---|------|--------------------|------------------|---------------------------|------|--------------------|------------------|
|  | Кол-во исследованных                          |      | Диапазон изменения | Средние значения | Кол-во исследованных      |      | Диапазон изменения | Средние значения |
|  | сква  | проб |                    |                  | скважин                   | проб |                    |                  |
| I объект                                     |   |      |                    |                  |                           |      |                    |                  |
| Северный участок                             |   |      |                    |                  |                           |      |                    |                  |
| Давление насыщения, МПа                      | 3   | 4    | 1,10-2,96          | 1,85             | 6                         | 8    | 0,95-2,39          | 2,04             |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т            | 3   | 4    | 6,49-12,00         | 9,09             | 6                         | 8    | 2,15-9,68          | 7,51             |
| Объемный коэффициент, доли ед.               | 3   | 4    | 1,007-1,016        | 1,013            | 6                         | 8    | 1,015-1,026        | 1,019            |
| Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup> | 3   | 4    | 890,4-938,8        | 921,1            | 6                         | 8    | 912,0-929,5        | 918,5            |
| Вязкость пластовой нефти, мПа·с              | 3   | 4    | 304,0-500,0        | 411,0            | 6                         | 8    | 185,2-868          | 501              |
| Центральный участок                          |   |      |                    |                  |                           |      |                    |                  |
| Давление насыщения, МПа                      | 9   | 11   | 1,14-2,19          | 1,72             | 10                        | 20   | 0,73-3,41          | 1,41             |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т            | 9   | 11   | 3,60-8,20          | 5,97             | 10                        | 20   | 1,75-13,62         | 5,04             |
| Объемный коэффициент, доли ед.               | 8   | 10   | 1,003-1,028        | 1,014            | 10                        | 20   | 1,006-1,026        | 1,014            |
| Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup> | 8   | 10   | 916,0-938,9        | 928,2            | 10                        | 20   | 866,7-937,1        | 922,9            |
| Вязкость пластовой нефти, мПа·с              | 8   | 10   | 182,0-576,0        | 378,0            | 10                        | 20   | 125,5-685,2        | 458              |
| Восточный участок                            |   |      |                    |                  |                           |      |                    |                  |
| Давление насыщения, МПа                      | 5   | 10   | 1,18-2,09          | 1,59             | 6                         | 12   | 1,10-1,5           | 1,33             |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т            | 5   | 10   | 2,42-7,74          | 5,29             | 6                         | 12   | 2,86-5,65          | 4,64             |
| Объемный коэффициент, доли ед.               | 5   | 10   | 1,007-1,016        | 1,012            | 6                         | 12   | 1,008-1,020        | 1,015            |
| Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup> | 5   | 10   | 923,5-937,3        | 929,2            | 6                         | 12   | 914,8-938,8        | 923,3            |
| Вязкость пластовой нефти, мПа·с              | 5   | 10   | 311,0-805,0        | 541,0            | 6                         | 12   | 410,0-880,0        | 605              |
| Западный участок                             |   |      |                    |                  |                           |      |                    |                  |
| Давление насыщения, МПа                      | -   | -    | -                  | -                | 4                         | 6    | 0,92-2,39          | 1,53             |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т            | -   | -    | -                  | -                | 4                         | 6    | 4,26-9,04          | 6,21             |
| Объемный коэффициент, доли ед.               | -   | -    | -                  | -                | 4                         | 6    | 1,009-1,024        | 1,016            |
| Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup> | -   | -    | -                  | -                | 4                         | 6    | 920,0-929,3        | 923,4            |
| Вязкость пластовой нефти, мПа·с              | -   | -    | -                  | -                | 4                         | 6    | 375,2-847          | 573              |
| II объект                                    |   |      |                    |                  |                           |      |                    |                  |
| Восточный участок                            |   |      |                    |                  |                           |      |                    |                  |
| Давление насыщения, МПа                      | 8   | 14   | 1,59-2,27          | 1,87             | 6                         | 12   | 0,67-2,70          | 1,76             |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т            | 8   | 14   | 5,95-12,15         | 8,21             | 6                         | 12   | 2,00-9,44          | 6,07             |
| Объемный коэффициент, доли ед.               | 8   | 14   | 1,014-1,024        | 1,019            | 6                         | 12   | 1,015-1,027        | 1,023            |
| Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup> | 8   | 14   | 918,4-930,1        | 923,4            | 6                         | 12   | 914,2-930,2        | 924,3            |
| Вязкость пластовой нефти, мПа·с              | 8   | 14   | 387,0-600,0        | 448,0            | 6                         | 12   | 300,5-860          | 553              |



| Центральный участок                          |    |    |             |       |   |    |             |       |
|--|----|----|-------------|-------|---|----|-------------|-------|
| Давление насыщения, МПа                      | 14 | 18 | 1,20-2,42   | 2,03  | 5 | 10 | 1,0-3,03    | 2,14  |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т            | 14 | 18 | 3,90-10,09  | 7,07  | 5 | 10 | 4,02-11,49  | 8,12  |
| Объемный коэффициент, доли ед.               | 13 | 17 | 1,001-1,035 | 1,020 | 5 | 10 | 1,008-1,022 | 1,019 |
| Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup> | 14 | 18 | 914,0-956,0 | 930,4 | 5 | 10 | 910,1-926,5 | 915,8 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа·с              | 11 | 14 | 171,0-663,0 | 449,0 | 5 | 10 | 285,2-510   | 368   |
| Западный участок                             |    |    |             |       |   |    |             |       |
| Давление насыщения, МПа                      | -  | -  | -           | -     | 3 | 3  | 1,56-2,25   | 2,02  |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т            | -  | -  | -           | -     | 3 | 3  | 6,00-8,25   | 7,50  |
| Объемный коэффициент, доли ед.               | -  | -  | -           | -     | 3 | 3  | 1,012-1,022 | 1,019 |
| Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup> | -  | -  | -           | -     | 3 | 3  | 922,5-928,1 | 926,2 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа·с              | -  | -  | -           | -     | 3 | 3  | 393,0-575,0 | 489,0 |
| III объект                                   |    |    |             |       |   |    |             |       |
| Западный участок                             |    |    |             |       |   |    |             |       |
| Давление насыщения, МПа                      | 1  | 1  | -           | 1,12  | 5 | 8  | 0,90-1,96   | 1,60  |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т            | 1  | 1  | -           | 4,70  | 5 | 8  | 3,52-7,90   | 6,42  |
| Объемный коэффициент, доли ед.               | 1  | 1  | -           | 1,011 | 5 | 8  | 1,014-1,031 | 1,019 |
| Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup> | 1  | 1  | -           | 932,9 | 5 | 8  | 910,2-932,0 | 918,4 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа·с              | 1  | 1  | -           | 500,0 | 5 | 8  | 245-655     | 446   |
| Центральный участок                          |    |    |             |       |   |    |             |       |
| Давление насыщения, МПа                      | 2  | 2  | 3,10-3,40   | 3,25  | 1 | 1  | -           | 1,96  |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т            | 2  | 2  | 8,30-10,12  | 9,21  | 1 | 1  | -           | 7,90  |
| Объемный коэффициент, доли ед.               | 2  | 2  | 1,026-1,042 | 1,034 | 1 | 1  | -           | 1,014 |
| Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup> | 2  | 2  | 912,0-934,0 | 923,0 | 1 | 1  | -           | 915,0 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа·с              | 2  | 2  | -           | 554,0 | 1 | 1  | -           | 245,0 |
| Восточный участок                            |    |    |             |       |   |    |             |       |
| Давление насыщения, МПа                      | 6  | 11 | 1,50-2,27   | 1,98  | 5 | 11 | 0,50-1,90   | 1,19  |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т            | 6  | 11 | 6,79-12,15  | 8,75  | 5 | 11 | 1,96-5,94   | 4,54  |
| Объемный коэффициент, доли ед.               | 6  | 11 | 1,014-1,024 | 1,019 | 5 | 11 | 1,007-1,026 | 1,014 |
| Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup> | 6  | 11 | 918,4-927,7 | 923,1 | 5 | 11 | 900,6-934,9 | 920,2 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа·с              | 6  | 11 | 387,0-600,0 | 470,0 | 5 | 11 | 385-855     | 664   |
| IV объект                                    |    |    |             |       |   |    |             |       |
| Центральный участок                          |    |    |             |       |   |    |             |       |
| Давление насыщения, МПа                      | -  | -  | -           | -     | 3 | 4  | 1,94-2,05   | 2,00  |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т            | -  | -  | -           | -     | 3 | 4  | 6,25-6,70   | 6,48  |
| Объемный коэффициент, доли ед.               | -  | -  | -           | -     | 3 | 4  | 1,012-1,015 | 1,013 |
| Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup> | -  | -  | -           | -     | 3 | 4  | 899,1-930,4 | 919,9 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа·с              | -  | -  | -           | -     | 3 | 4  | 267,2-368,4 | 315   |



5761, 1272, 6-К, 513, 682, 2402, 3647, 3787, 3889, 4715, 5768, 6116, 5080 охватывающие Центральный, Западный, Северный и Восточный участки (таблица 2.2.1). По скважине 5080 (Ю-III горизонт IV объекта разработки) результаты исследования рекомбинированной пробы 2021г. показали существенно низкие значения газосодержания и  $R_{нас.}$ , отличные от ранее полученных в 2019г., связанного с использованием маленького значения газового фактора. Результаты исследования рекомбинированной пробы скв.5080 в настоящем отчете в расчет средних показателей не вошли до проведения дополнительных замеров ГФ и лабораторных исследований.

Как видно по результатам исследований рекомбинированных проб, при текущих замеренных промысловых ГФ по некоторым скважинам получены высокие значения  $R_{нас.}$ , которые превышают  $R_{пл.нач.}$ . Соответственно, это отражается и на других свойствах флюида. Данный фактор объясняется тем, что в момент замера промыслового ГФ текущее давление на забое в скважинах с высоким газопроявлением значительно ниже  $R_{нас.нач.}$ , что приводит к частичному разгазированию пластовой нефти с проявлением двухфазного потока по стволу скважины. Таким образом, при замере промыслового ГФ на устье скважин расчет значения производится с учетом выделившегося из нефти газа, что и обуславливает завышенные данные.

Для получения корректных параметров по свойствам пластовой нефти рекомбинированных проб с высокими ГФ, целесообразно привязывать значение  $R_{нас.}$  пластовой нефти к текущим  $R_{пл.}$ , при соответствующих условиях, а основные свойства пластовой нефти брать по графикам дифференциального разгазирования.

Используя графические зависимости и данные по замерам пластового давления ( $R_{пл. тек.}$ ), получены основные параметры пластовой нефти при текущих пластовых условиях, которые были использованы для характеристики текущих свойств пластовой нефти по объектам разработки.

В регламентной таблице 2.2.2 приведены средние значения текущих свойств пластовой нефти по горизонтам, полученные по состоянию изученности на 01.07.2021 года, рассчитанные с учетом всех поправок, как глубинных, так и рекомбинированных проб, исследованных за период 2012-01.07.2021 гг.

Для определения текущих значений вязкости пластовой нефти пластовых флюидов, а также контроля за ее изменением в процессе разработки продуктивных залежей месторождения Каражанбас в период с 2012 по 2020 гг., произведены исследования глубинных проб нефти, отобранных из 54 скважины, а также рекомбинированных проб из 30 скважин.



Наибольшее количество отобранных проб приходится на Восточный и Центральный участки месторождения. Запад и Север представлены исследованиями пластовой нефти из 15-ти и 7-ти скважин, соответственно.

Результаты исследований по скважинам 1343, 4485, 7112, 5024, 1384, 5873, 7248, 7020, 3647, 4715, 416 расположенных на участке паротеплового воздействия, отражают свойства пластовой нефти, где происходит изменение вязкостно-плотностных характеристик с повышением температуры разрабатываемых продуктивных залежей. Вязкость и плотность пластовой нефти в таких участках изменяются в соответствии с интенсивностью проявления воздействия горячего пара на пласт в сторону снижения их значений. Полученные параметры по таким пробам в расчете средних значений свойств пластовой нефти участия не принимают, так как имеет место внешнего воздействия на текущее состояние флюида в пласте.

На рисунке 1 представлена динамика изменения значений вязкости пластовой нефти в целом по месторождению Каражанбас по годам.

На рисунках 2.2.1– 2.2.5 представлена динамика изменения значений вязкости пластовой нефти месторождения Каражанбас по годам по выделенным участкам.

Как видно по результатам исследований, наблюдается широкий диапазон значений вязкости пластовой нефти, как в пределах всего месторождения, так и по отдельно выделенным участкам.

Значения вязкости пластовой нефти зависит от двух параметров: газосодержания пластовой нефти и термобарических условий залегания флюида в пласте.

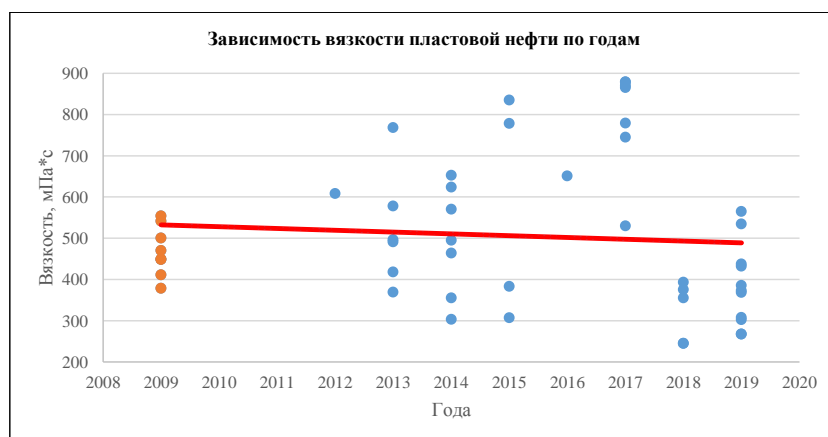
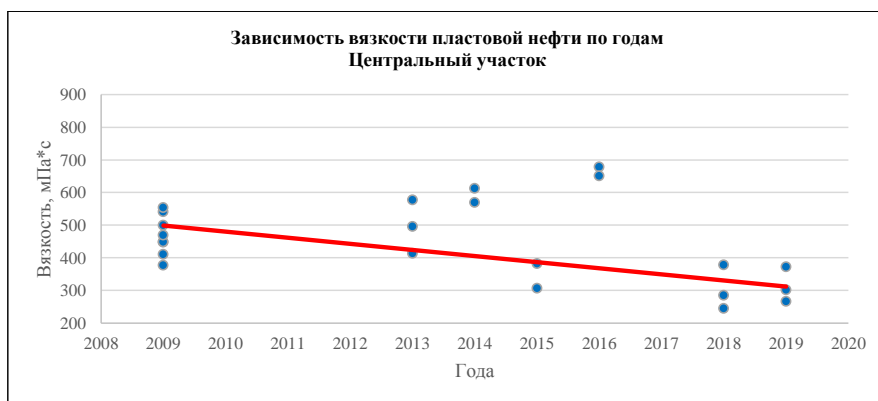


Рисунок 2.2.1 – Изменение вязкости пластовой нефти по годам. Месторождение Каражанбас

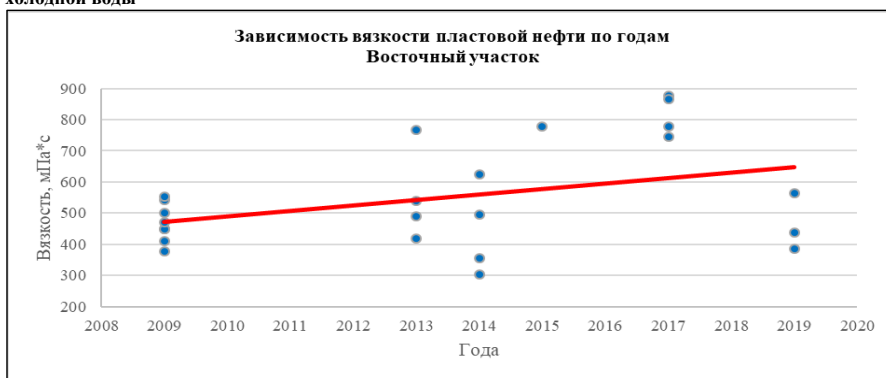




**Рисунок 2.2.2** – Изменение вязкости пластовой нефти по годам. Северный участок – участки закачки пара (западная часть), ЧЗПВ (чередование пара и холодной воды) -Западная и центральная часть, холодная вода (восточная часть)



**Рисунок 2.2.3** – Изменение вязкости пластовой нефти по годам. Центральный участок – закачка холодной воды



**Рисунок 2.2.4** – Изменение вязкости пластовой нефти по годам. Восточный участок – закачка пара, зона сочленения – закачка пара и закачка воды.







Рисунок 2.2.5 – Изменение вязкости пластовой нефти по годам. Западный участок – Холодная вода, на 1 и 3 объектах есть участки где применяется технология ЧЗПВ.

При низких значениях газосодержания пластовой нефти вязкость доходит до своих максимальных значений вплоть до 900 сПз, соответственно при высоких значениях газосодержания вязкость пластовой нефти приближается к нижнему диапазону своих значений 200- 300 сПз.

С привлечением данных по рекомбинированным пробам, выполненных в период 2015- 2021 гг., исследованных согласно текущим промысловым ГФ, с привязкой к текущим пластовым давлениям, общая картина динамики изменения вязкости пластовой нефти по всему месторождению в целом, а также по выделенным участкам, показала смещение своих значений в сторону их снижения (исключение составил Восточный участок, где вязкость пластовой нефти повысилась в связи с снижением значений газосодержания в целом по участку), благодаря высокому газосодержанию флюида.

Вязкость пластовой нефти, в целом за период 2009-2021 гг., имеет незначительную динамику понижения своих значений, что обуславливается, как уже говорилось ранее, привлечением к анализу результатов исследования рекомбинированных проб, а также появлением в нефти легких низкомолекулярных фракций, образующиеся в результате термо-деструкции высокомолекулярных соединений при воздействии на пласт высоких температур при проведении мероприятий в целях повышения КИН.

Как уже говорилось выше, в расчет показателей динамики изменения вязкости пластовой нефти в процессе разработки месторождения Каражанбас не входили результаты исследования проб из скважин, находящихся в зонах воздействия закачки горячего пара для повышения КИН. Так как с повышением температуры нефтенасыщенных коллекторов вязкость пластовой нефти резко снижается в зависимости от их значений.

В таблице 2.2.3 приведены компонентные составы газа однократного разгазирования.



Растворенный газ месторождения Каражанбас характеризуется как «сухой», основным компонентом которого является метан (свыше 90 % мольн.).

На долю тяжелых углеводородов ( $C_{2+}$ ) приходится от 1 до 5% мольных. Из неуглеводородных компонентов в растворенном газе присутствует азот – до 2,5 % мольн. и углекислый газ - до 1,5 % мольн.

В таблице 2.2.4 приведена сравнительная характеристика составов растворенного газа по объектам разработки, представленного в Уточненном проекте разработки 2009 г. [2] и текущих исследованиях, полученных за период 2012- 01.07.2020 гг.

В период 2018- 01.07.2020 гг., для уточнения свойств и состава попутного газа из скважин 2641, 4120, 3673, 3672 с высоким газопроявлением, на месторождении Каражанбас были отобраны устьевые пробы газа из данных скважин (таблица 2.2.5).



Таблица 2.2.3- Компонентный состав газа однократного разгазирования по результатам исследований в период 2012-01.07.2020 гг.

| Таблица 2.2. Компонентный состав газа (доказанные запасы) по результатам исследований в период 2012-2019-2020 гг. |                 |  |             |                                   |       |        |       |        |           |         |            |          |                |                                  |  |
|---|-----------------|--|-------------|-----------------------------------|-------|--------|-------|--------|-----------|---------|------------|----------|----------------|----------------------------------|--|
| № скв.  | Горизонт        | Интервал перфорации, м                                   | Дата отбора | Содержание компонентов, % мольные |       |        |       |        |           |         |            |          |                | Плотность при станд. услов., г/л |  |
|   |                 |  |             | углек. газ                        | азот  | метан  | этан  | пропан | изо-бутан | н-бутан | изо-пентан | н-пентан | гексан + высш. |                                  |  |
| I объект  |                 |  |             |                                   |       |        |       |        |           |         |            |          |                |                                  |  |
| Северный участок  |                 |  |             |                                   |       |        |       |        |           |         |            |          |                |                                  |  |
| 5376 (1)  | А <sub>1</sub>  | 436.7-437.7<br>438-443                                   | 22.08.13    | 0,14                              | 0,56  | 96,05  | 2,32  | 0,66   | 0,14      | 0,06    | 0,04       | 0,02     | 0,01           | 0,700                            |  |
| (2)   |                 |  |             | 0,22                              | 0,74  | 95,45  | 2,52  | 0,71   | 0,21      | 0,07    | 0,03       | 0,03     | 0,02           | 0,706                            |  |
| Среднее по пробам скважина 5376   |                 |  |             | 0,18                              | 0,65  | 95,72  | 2,42  | 0,69   | 0,18      | 0,07    | 0,04       | 0,03     | 0,02           | 0,703                            |  |
| 5376 (1)  | А <sub>1</sub>  | 436.7-437.7<br>438-443                                   | 02.12.12    | 0,14                              | 0,26  | 96,56  | 2,41  | 0,53   | 0,03      | 0,05    | 0,02       | 0,01     | 0,00           | 0,694                            |  |
| (2)   |                 |  |             | 0,32                              | 0,54  | 96,21  | 2,42  | 0,42   | 0,03      | 0,03    | 0,02       | 0,01     | 0,00           | 0,696                            |  |
| Среднее по пробам скважина 5376   |                 |  |             | 0,23                              | 0,40  | 96,39  | 2,41  | 0,47   | 0,03      | 0,04    | 0,02       | 0,01     | 0,00           | 0,695                            |  |
| 5734 (1)  | А <sub>1</sub>  | 441.3-447.9  | 23.07.14    | 0,12                              | 1,78  | 95,28  | 1,11  | 0,67   | 0,31      | 0,29    | 0,14       | 0,10     | 0,19           | 0,716                            |  |
| (2)   |                 |  |             | 0,16                              | 1,85  | 94,99  | 1,18  | 0,69   | 0,35      | 0,29    | 0,17       | 0,10     | 0,22           | 0,720                            |  |
| Среднее по пробам скважина 5734   |                 |  |             | 0,14                              | 1,81  | 95,13  | 1,15  | 0,68   | 0,33      | 0,29    | 0,16       | 0,10     | 0,21           | 0,718                            |  |
| 5871(1)   | А <sub>1</sub>  | 437-444  | 25.06.17    | 0,158                             | 2,547 | 96,437 | 0,302 | 0,285  | 0,063     | 0,095   | 0,055      | 0,029    | 0,029          | 0,694                            |  |
| (2)   |                 |  |             | 0,196                             | 2,632 | 96,280 | 0,314 | 0,286  | 0,070     | 0,097   | 0,058      | 0,033    | 0,034          | 0,695                            |  |
| Среднее по пробам скважина 5371   |                 |  |             | 0,18                              | 2,59  | 96,36  | 0,31  | 0,29   | 0,07      | 0,10    | 0,06       | 0,03     | 0,03           | 0,695                            |  |
| 3956 рек  | А <sub>2</sub>  | 456.7 – 458.5,<br>459.2 – 460,<br>460.8 – 462.9          | 25.06.17    | 0,168                             | 4,287 | 93,01  | 1,738 | 0,267  | 0,225     | 0,120   | 0,043      | 0,019    | 0,123          | 0,717                            |  |
| 5761 рек.   | А <sub>1</sub>  | 454-458  | 03.07.18    | 1,21                              | 0,99  | 94,22  | 0,70  | 0,82   | 0,26      | 0,46    | 0,28       | 0,40     | 0,67           | 0,753                            |  |
| 5673  | А <sub>1</sub>  | 301-303, 307-309   | 25.07.18    | 0,165                             | 0,621 | 96,067 | 1,895 | 0,589  | 0,258     | 0,153   | 0,041      | 0,056    | 0,155          | 0,709                            |  |
|   |                 |  |             | 0,185                             | 0,841 | 95,734 | 2,153 | 0,612  | 0,189     | 0,098   | 0,035      | 0,025    | 0,128          | 0,710                            |  |
|   |                 |  |             | 0,152                             | 0,723 | 95,461 | 2,058 | 0,544  | 0,228     | 0,125   | 0,480      | 0,065    | 0,154          | 0,721                            |  |
| Среднее по пробам скважина 5673   |                 |  |             | 0,167                             | 0,728 | 95,754 | 2,035 | 0,585  | 0,225     | 0,125   | 0,185      | 0,049    | 0,146          | 0,713                            |  |
| 3889 рек  | А <sub>1</sub>  | 443-445,2;<br>445,7-446,2                                | 21.05.19    | 5,345                             | 3,284 | 89,238 | 0,581 | 0,714  | 0,241     | 0,287   | 0,096      | 0,045    | 0,169          | 0,7776                           |  |
| 5768 рек  | А <sub>2</sub>  | 457-458,5; 459-460,5                                     | 21.05.19    | 9,700                             | 3,141 | 85,427 | 0,482 | 0,748  | 0,145     | 0,187   | 0,062      | 0,032    | 0,077          | 0,8208                           |  |
| Среднее по Северному участку  |                 |  |             | 1,92                              | 1,99  | 93,47  | 1,31  | 0,58   | 0,19      | 0,19    | 0,11       | 0,08     | 0,16           | 0,732                            |  |
| Центральный участок   |                 |  |             |                                   |       |        |       |        |           |         |            |          |                |                                  |  |
| 200 (1)   | А <sub>1Б</sub> | 309.4-313.2<br>314.5-316.7<br>317.3-319.2<br>334.5-355.2 | 15.09.14    | 0,33                              | 1,05  | 96,32  | 0,70  | 0,45   | 0,53      | 0,27    | 0,16       | 0,07     | 0,14           | 0,711                            |  |
| (2)   |                 |  |             | 0,54                              | 1,96  | 94,63  | 0,97  | 0,75   | 0,45      | 0,30    | 0,17       | 0,10     | 0,15           | 0,724                            |  |
| Среднее по пробам скважина 200  |                 |  |             | 0,43                              | 1,50  | 95,47  | 0,83  | 0,60   | 0,49      | 0,29    | 0,16       | 0,08     | 0,14           | 0,718                            |  |

|                                 |                         |   |          |      |       |       |      |      |      |      |      |      |       |       |
|---------------------------------|-------------------------|---|----------|------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|
| 3008 (1)                        | А <sub>1</sub> +Б       | 315.8-318.3                               | 15.08.13 | 0,63 | 0,95  | 95,75 | 1,42 | 0,88 | 0,11 | 0,15 | 0,05 | 0,03 | 0,03  | 0,700 |
| (2)                             |                         | 329,4-334.4                               |          | 0,55 | 0,75  | 96,64 | 1,03 | 0,74 | 0,10 | 0,12 | 0,03 | 0,02 | 0,02  | 0,706 |
| Среднее по пробам скважина 3008 |                         |   |          | 0,59 | 0,85  | 96,17 | 1,23 | 0,81 | 0,11 | 0,14 | 0,04 | 0,03 | 0,03  | 0,703 |
| 414 (1)                         | А <sub>1</sub> +В       | 257.9-258.8                               | 07.07.13 | 0,19 | 0,41  | 98,22 | 0,98 | 0,16 | 0,02 | 0,02 | 0,01 | 0,00 | 0,00  | 0,681 |
| (2)                             |                         | 283-286.5                                 |          | 0,10 | 0,34  | 98,08 | 1,23 | 0,19 | 0,02 | 0,03 | 0,02 | 0,00 | 0,00  | 0,682 |
| Среднее по пробам скважина 414  |                         |   |          | 0,14 | 0,37  | 98,15 | 1,11 | 0,17 | 0,02 | 0,02 | 0,01 | 0,00 | 0,00  | 0,682 |
| 1128 (1)                        | Б                       | 259-265<br>268-270                        | 08.09.14 | 0,12 | 2,45  | 95,82 | 0,32 | 0,45 | 0,24 | 0,32 | 0,10 | 0,06 | 0,12  | 0,707 |
| (2)                             |                         | (изолирован<br>гор. Г 295-297<br>299-305) |          | 0,24 | 2,01  | 96,35 | 0,30 | 0,39 | 0,20 | 0,26 | 0,10 | 0,05 | 0,11  | 0,703 |
| Среднее по пробам скважина 1128 |                         |   |          | 0,18 | 2,23  | 96,08 | 0,31 | 0,42 | 0,22 | 0,29 | 0,10 | 0,05 | 0,11  | 0,705 |
| 537(1)                          | А <sub>1</sub> +Б       | 238.8-240 246-<br>252.8 изол."Г"          | 20.07.15 | 0,21 | 2,03  | 97,07 | 0,15 | 0,25 | 0,07 | 0,10 | 0,05 | 0,03 | 0,04  | 0,691 |
| 2                               |                         | 272.8-275.4<br>277.4-278.8                |          | 0,11 | 1,57  | 97,67 | 0,15 | 0,23 | 0,07 | 0,09 | 0,05 | 0,04 | 0,03  | 0,687 |
| 3                               |                         | 279.2-281.2<br>281.6-295.6                |          | 0,13 | 1,50  | 97,62 | 0,19 | 0,25 | 0,07 | 0,10 | 0,06 | 0,04 | 0,05  | 0,688 |
| Среднее по пробам скважина 537  |                         |   |          | 0,15 | 1,70  | 97,45 | 0,16 | 0,24 | 0,07 | 0,09 | 0,05 | 0,04 | 0,04  | 0,689 |
| 1230 (1)                        | А <sub>1</sub> ,Б+<br>В | 237-244 248-<br>257 263-268               | 17.07.15 | 0,11 | 2,41  | 96,60 | 0,24 | 0,30 | 0,09 | 0,10 | 0,06 | 0,04 | 0,06  | 0,694 |
| 2                               |                         | 0,06                                      |          | 1,52 | 97,66 | 0,20  | 0,26 | 0,08 | 0,10 | 0,05 | 0,03 | 0,05 | 0,687 |       |
| 3                               |                         | 0,05                                      |          | 1,44 | 97,75 | 0,21  | 0,25 | 0,08 | 0,09 | 0,05 | 0,03 | 0,06 | 0,687 |       |
| Среднее по пробам скважина 1230 |                         |   |          | 0,07 | 1,79  | 97,33 | 0,22 | 0,27 | 0,08 | 0,10 | 0,05 | 0,03 | 0,06  | 0,689 |
| 1343(1)                         | А <sub>1</sub> ,Б+<br>В | 233.3-234.2<br>235-239.4                  | 14.08.15 | 0,10 | 2,52  | 96,60 | 0,23 | 0,27 | 0,06 | 0,10 | 0,06 | 0,03 | 0,03  | 0,692 |
| 2                               |                         | 248.7-249.5<br>259.6-262                  |          | 0,11 | 2,03  | 97,00 | 0,25 | 0,30 | 0,07 | 0,10 | 0,07 | 0,04 | 0,03  | 0,691 |
| 3                               |                         | 262.2-263.8                               |          | 0,13 | 2,20  | 96,85 | 0,26 | 0,27 | 0,08 | 0,10 | 0,06 | 0,03 | 0,03  | 0,692 |
| Среднее по пробам скважина 1343 |                         |   |          | 0,12 | 2,25  | 96,82 | 0,25 | 0,28 | 0,07 | 0,10 | 0,06 | 0,03 | 0,03  | 0,692 |
| 5483(1)                         | А <sub>1</sub> ,Б+<br>В | 251-257, 267-<br>268.5, 278-282           | 08.08.16 | 0,04 | 5,23  | 89,56 | 1,39 | 1,60 | 0,52 | 0,78 | 0,32 | 0,31 | 0,25  | 0,769 |
| 2                               |                         | 0,05                                      |          | 5,37 | 88,97 | 1,42  | 1,68 | 0,57 | 0,81 | 0,38 | 0,38 | 0,36 | 0,779 |       |
| 3                               |                         | 0,07                                      |          | 5,40 | 88,52 | 1,56  | 1,72 | 0,63 | 0,86 | 0,41 | 0,43 | 0,42 | 0,786 |       |
| Среднее по пробам скважина 5483 |                         |   |          | 0,05 | 5,33  | 89,02 | 1,46 | 1,67 | 0,58 | 0,81 | 0,37 | 0,38 | 0,34  | 0,778 |

|                                 |                         |  |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
|---------------------------------|-------------------------|--|----------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| 1249                            | А <sub>1</sub> ,Б+<br>В | 228,8-231,6; 232,3-235,2; 244,6-45,4; 257,3-258,7; 261,6-262,7 | 01.10.16 | 0,114 | 2,547 | 96,650 | 0,201 | 0,258 | 0,047 | 0,087 | 0,047 | 0,027 | 0,022 | 0,691  |
|                                 |                         |  |          | 0,107 | 2,855 | 96,329 | 0,221 | 0,266 | 0,051 | 0,079 | 0,039 | 0,025 | 0,028 | 0,693  |
|                                 |                         |  |          | 0,121 | 2,999 | 96,174 | 0,231 | 0,258 | 0,053 | 0,069 | 0,043 | 0,029 | 0,023 | 0,694  |
| Среднее по пробам скважина 1249 |                         |  |          | 0,114 | 2,800 | 96,384 | 0,218 | 0,261 | 0,050 | 0,078 | 0,043 | 0,027 | 0,024 | 0,693  |
| 1911                            | А <sub>1</sub> ,Б+<br>В | 268-268,5, 284,4-285,4, 287,6-288,6, 293,2-295,2, 297,5-299,5  | 03.07.18 | 1,64  | 1,86  | 94,06  | 0,62  | 0,58  | 0,18  | 0,28  | 0,14  | 0,18  | 0,46  | 0,750  |
| 2402<br>рек                     | А <sub>1</sub>          | 276,5-283  | 21.05.19 | 7,345 | 3,685 | 86,875 | 0,595 | 0,763 | 0,199 | 0,256 | 0,080 | 0,040 | 0,160 | 0,8016 |
| 682<br>рек                      | А <sub>1</sub> +Б+<br>В | 294-298; 309-310,8; 322,8-323,8                                | 21.05.19 | 0,872 | 1,941 | 95,517 | 0,412 | 0,952 | 0,096 | 0,102 | 0,032 | 0,013 | 0,063 | 0,7086 |
| Среднее по Центральному участку |                         |  |          | 0,98  | 2,19  | 94,94  | 0,62  | 0,58  | 0,18  | 0,21  | 0,09  | 0,08  | 0,12  | 0,7174 |
| Восточный участок               |                         |  |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
| 2484 (1)                        | А <sub>1</sub>          | 259-265,5<br>288-294<br>295-298                                | 31.08.13 | 0,16  | 0,75  | 96,71  | 1,47  | 0,56  | 0,18  | 0,09  | 0,03  | 0,03  | 0,02  | 0,697  |
| 2762                            | А <sub>1</sub>          | 250,3-254,4  | 26.12.12 | 0,05  | 0,11  | 97,34  | 2,01  | 0,42  | 0,03  | 0,02  | 0,01  | 0,01  | 0,00  | 0,688  |
| (2)                             |                         |  |          | 0,10  | 0,25  | 96,79  | 2,41  | 0,36  | 0,04  | 0,03  | 0,02  | 0,01  | 0,00  | 0,691  |
| Среднее по пробам скважина 2762 |                         |  |          | 0,08  | 0,18  | 97,06  | 2,20  | 0,39  | 0,03  | 0,03  | 0,01  | 0,01  | 0,00  | 0,690  |
| 3255 (1)                        | А <sub>1</sub>          | 227,1-228,8  | 24.07.14 | 0,24  | 2,42  | 95,44  | 0,86  | 0,42  | 0,21  | 0,22  | 0,05  | 0,04  | 0,10  | 0,707  |
| (2)                             |                         |  |          | 0,16  | 1,56  | 96,57  | 0,75  | 0,40  | 0,20  | 0,20  | 0,05  | 0,04  | 0,08  | 0,699  |
| Среднее по пробам скважина 3255 |                         |  |          | 0,20  | 1,99  | 96,00  | 0,80  | 0,41  | 0,20  | 0,21  | 0,05  | 0,04  | 0,09  | 0,703  |
| 3723 (1)                        | А <sub>1</sub> +Б+      | 248-256  | 11.08.14 | 1,63  | 2,41  | 94,94  | 0,31  | 0,21  | 0,15  | 0,19  | 0,06  | 0,02  | 0,07  | 0,714  |
| (2)                             | В                       | 279,5-283  |          | 1,23  | 2,02  | 95,83  | 0,30  | 0,20  | 0,14  | 0,16  | 0,05  | 0,02  | 0,04  | 0,705  |
| Среднее по пробам скважина 3723 |                         |  |          | 1,43  | 2,22  | 95,38  | 0,31  | 0,21  | 0,15  | 0,17  | 0,06  | 0,02  | 0,05  | 0,710  |
| 3673 (1)                        | А <sub>1</sub> ,Б       | 271-277, 285-287, 288-291, 293,5-295                           | 25.06.17 | 0,102 | 2,032 | 97,127 | 0,235 | 0,261 | 0,053 | 0,091 | 0,048 | 0,025 | 0,026 | 0,689  |
| (2)                             |                         |  |          | 0,186 | 2,896 | 96,056 | 0,286 | 0,302 | 0,069 | 0,094 | 0,045 | 0,029 | 0,037 | 0,696  |
| Среднее по пробам скважина 3673 |                         |  |          | 0,14  | 2,46  | 96,59  | 0,26  | 0,28  | 0,06  | 0,09  | 0,05  | 0,03  | 0,03  | 0,693  |
| 5602 (1)                        | А <sub>1</sub> ,В       | 239,0 – 241,0,   | 15.07.17 | 0,947 | 2,416 | 95,708 | 0,685 | 0,116 | 0,058 | 0,045 | 0,010 | 0,008 | 0,008 | 0,699  |
| (2)                             |                         | 243,0 – 246,0,   |          | 1,005 | 3,154 | 94,709 | 0,835 | 0,119 | 0,074 | 0,064 | 0,020 | 0,009 | 0,011 | 0,705  |
| (3)                             |                         | 267,0 – 270,5  |          | 1,026 | 3,265 | 94,340 | 0,983 | 0,134 | 0,118 | 0,094 | 0,020 | 0,009 | 0,011 | 0,709  |
| Среднее по пробам скважина 5602 |                         |  |          | 0,99  | 2,95  | 94,92  | 0,83  | 0,12  | 0,08  | 0,07  | 0,02  | 0,01  | 0,01  | 0,704  |
| 2055 (1)                        | А <sub>1</sub>          | 262-264, 265-268   | 21.07.17 | 0,168 | 4,287 | 93,010 | 1,738 | 0,267 | 0,225 | 0,120 | 0,043 | 0,019 | 0,123 | 0,717  |
| (2)                             |                         |  |          | 0,253 | 4,687 | 92,051 | 1,827 | 0,305 | 0,285 | 0,175 | 0,092 | 0,045 | 0,280 | 0,731  |
| (3)                             |                         |  |          | 0,647 | 1,768 | 90,693 | 4,354 | 1,495 | 0,400 | 0,502 | 0,042 | 0,062 | 0,037 | 0,748  |

|                                 |                   |                                     |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
|---------------------------------|-------------------|-------------------------------------|----------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Среднее по пробам скважина 2055 |                   |                                     |          | 0,36  | 3,58  | 91,92  | 2,64  | 0,69  | 0,30  | 0,27  | 0,06  | 0,04  | 0,15  | 0,732  |
| 5680                            | A <sub>1</sub>    | 243-250,5                           | 18.06.19 | 0,241 | 5,425 | 93,397 | 0,604 | 0,226 | 0,033 | 0,039 | 0,010 | 0,006 | 0,025 | 0,7065 |
| Среднее по Восточному участку   |                   |                                     |          | 0,45  | 2,44  | 95,25  | 1,14  | 0,36  | 0,13  | 0,12  | 0,04  | 0,02  | 0,05  | 0,7044 |
| Западный участок                |                   |                                     |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
| 6308 (1)                        | A <sub>1</sub> +Б | 309.4-335.2                         | 11.09.14 | 0,35  | 1,42  | 96,96  | 0,32  | 0,42  | 0,12  | 0,16  | 0,09  | 0,06  | 0,10  | 0,698  |
| (2)                             |                   |                                     |          | 0,24  | 1,32  | 97,28  | 0,30  | 0,39  | 0,11  | 0,14  | 0,07  | 0,05  | 0,09  | 0,694  |
| Среднее по пробам скважина 6308 |                   |                                     |          | 0,30  | 1,37  | 97,12  | 0,31  | 0,40  | 0,12  | 0,15  | 0,08  | 0,05  | 0,10  | 0,696  |
| 4015 (1)                        | A <sub>1</sub>    | 328.6-329                           | 18.09.15 | 0,09  | 1,99  | 93,40  | 3,07  | 0,86  | 0,15  | 0,25  | 0,08  | 0,07  | 0,05  | 0,720  |
| 2                               |                   | 329.8-332.8                         |          | 0,05  | 3,45  | 93,25  | 2,15  | 0,56  | 0,13  | 0,23  | 0,07  | 0,07  | 0,04  | 0,717  |
| 3                               |                   | 337.5-341                           |          | 0,10  | 3,02  | 93,56  | 2,13  | 0,57  | 0,15  | 0,27  | 0,08  | 0,07  | 0,05  | 0,717  |
| Среднее по пробам скважина 4015 |                   |                                     |          | 0,08  | 2,82  | 93,40  | 2,45  | 0,67  | 0,15  | 0,25  | 0,08  | 0,07  | 0,05  | 0,718  |
| 4000 реком                      | A <sub>1</sub>    | 342.7-345.5, 350-354.1              | 25.06.17 | 0,125 | 2,304 | 94,745 | 1,719 | 0,565 | 0,185 | 0,177 | 0,095 | 0,051 | 0,034 | 0,742  |
| 6268 реком                      | Б+В               | 331.5-333, 348-353.5                | 25.06.17 | 0,075 | 2,325 | 94,541 | 1,254 | 0,685 | 0,485 | 0,539 | 0,045 | 0,028 | 0,023 | 0,723  |
| 667 рек.                        | Б+В               | 359-360.3, 367.8-369.1, 370.4-373.8 | 02.07.18 | 1,22  | 0,76  | 94,20  | 0,89  | 0,88  | 0,28  | 0,51  | 0,30  | 0,44  | 0,53  | 0,752  |
| Среднее по Западному участку    |                   |                                     |          | 0,36  | 1,92  | 94,80  | 1,32  | 0,64  | 0,24  | 0,32  | 0,12  | 0,13  | 0,15  | 0,726  |
| Среднее по I объекту            |                   |                                     |          | 0,93  | 2,14  | 94,62  | 1,10  | 0,54  | 0,19  | 0,21  | 0,09  | 0,08  | 0,12  | 0,7200 |
| II объект                       |                   |                                     |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
| Восточный участок               |                   |                                     |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
| 2960 (1)                        | Г                 | 322.7-323.2                         | 20.08.13 | 0,32  | 0,85  | 94,45  | 1,84  | 1,45  | 0,73  | 0,22  | 0,06  | 0,05  | 0,03  | 0,727  |
| (2)                             |                   | 324.9-326.9 327.4-328.7             |          | 0,29  | 0,75  | 95,00  | 1,75  | 1,36  | 0,56  | 0,19  | 0,04  | 0,04  | 0,02  | 0,719  |
| Среднее по пробам скважина 2960 |                   |                                     |          | 0,31  | 0,80  | 94,70  | 1,80  | 1,41  | 0,65  | 0,20  | 0,05  | 0,05  | 0,03  | 0,723  |
| 2982 (1)                        | Г                 | 315.4-319                           | 06.08.14 | 1,03  | 2,03  | 95,62  | 0,45  | 0,33  | 0,15  | 0,20  | 0,06  | 0,04  | 0,10  | 0,709  |
| (2)                             |                   | 320-320.6 321.1-323.8               |          | 1,44  | 2,23  | 94,71  | 0,50  | 0,43  | 0,19  | 0,25  | 0,06  | 0,05  | 0,13  | 0,719  |
| Среднее по пробам скважина 2982 |                   |                                     |          | 1,24  | 2,13  | 95,16  | 0,48  | 0,38  | 0,17  | 0,23  | 0,06  | 0,05  | 0,12  | 0,714  |
| 3355 (1)                        | Г                 | 278.8-280.3                         | 01.09.14 | 1,00  | 2,42  | 95,07  | 0,50  | 0,37  | 0,17  | 0,21  | 0,07  | 0,05  | 0,13  | 0,713  |
| (2)                             |                   | 290.5-292.2                         |          | 1,41  | 2,53  | 94,78  | 0,42  | 0,30  | 0,14  | 0,20  | 0,06  | 0,04  | 0,11  | 0,715  |
| Среднее по пробам скважина 3355 |                   |                                     |          | 0,83  | 1,77  | 95,53  | 0,69  | 0,55  | 0,25  | 0,19  | 0,06  | 0,04  | 0,08  | 0,711  |
| 3659 (1)                        | Г                 | 299.2-301.5                         | 01.08.13 | 0,24  | 1,52  | 95,70  | 1,53  | 0,96  | 0,03  | 0,01  | 0,01  | 0,01  | 0,01  | 0,700  |
| (2)                             |                   | 304.6-306.0 307.1-307.9 310.0-314   |          | 0,33  | 1,70  | 95,35  | 1,58  | 0,97  | 0,03  | 0,02  | 0,01  | 0,01  | 0,01  | 0,703  |
| Среднее по пробам скважина 3659 |                   |                                     |          | 0,28  | 1,61  | 95,53  | 1,55  | 0,96  | 0,03  | 0,02  | 0,01  | 0,01  | 0,01  | 0,702  |
| 4677 (1)                        | Г                 |                                     | 02.07.13 | 0,11  | 0,20  | 98,29  | 0,45  | 0,56  | 0,12  | 0,15  | 0,08  | 0,01  | 0,02  | 0,688  |

|                                 |     |  |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
|---------------------------------|-----|--|----------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| (2)                             |     | 296.2-298.2<br>298.8-301.4<br>302.3-304.2                |          | 0,09  | 0,11  | 98,65  | 0,35  | 0,48  | 0,10  | 0,11  | 0,08  | 0,01  | 0,02  | 0,684  |
| Среднее по пробам скважина 4677 |     |  |          | 0,10  | 0,16  | 98,47  | 0,40  | 0,52  | 0,11  | 0,13  | 0,08  | 0,01  | 0,02  | 0,686  |
| 5277 (1)                        | Г   | 293-295.9  | 22.08.13 | 0,56  | 0,96  | 95,47  | 1,52  | 0,95  | 0,35  | 0,11  | 0,03  | 0,03  | 0,02  | 0,711  |
| (2)                             |     | 302.7-306.6  |          | 0,76  | 1,03  | 94,82  | 1,63  | 0,99  | 0,43  | 0,24  | 0,04  | 0,03  | 0,03  | 0,720  |
| Среднее по пробам скважина 5277 |     |  |          | 0,66  | 1,00  | 95,13  | 1,57  | 0,97  | 0,39  | 0,18  | 0,04  | 0,03  | 0,03  | 0,716  |
| 1565 (1)                        | Г   | 293-295.9  | 22.08.13 | 0,123 | 3,187 | 94,55  | 1,538 | 0,117 | 0,18  | 0,12  | 0,043 | 0,019 | 0,014 | 0,707  |
| (2)                             |     | 302.7-306.6  |          | 0,153 | 3,587 | 93,260 | 1,818 | 0,305 | 0,285 | 0,175 | 0,092 | 0,045 | 0,017 | 0,724  |
| Среднее по пробам скважина 1565 |     |  |          | 0,14  | 3,39  | 93,91  | 1,68  | 0,21  | 0,23  | 0,15  | 0,07  | 0,03  | 0,02  | 0,716  |
| 3647***<br>рек                  | Г   | 303,5-304,4;<br>305,2-306,2;<br>306,5-307,2              | 21.05.19 | 0,888 | 1,910 | 95,516 | 0,429 | 0,960 | 0,094 | 0,101 | 0,030 | 0,012 | 0,060 | 0,7085 |
| Среднее по Восточному участку   |     |  |          | 0,56  | 1,60  | 95,49  | 1,07  | 0,75  | 0,24  | 0,15  | 0,05  | 0,03  | 0,05  | 0,7096 |
| Центральный участок             |     |  |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
| 6566 (1)                        | Г   | 340.7-345.6  | 01.12.12 | 0,14  | 0,31  | 96,90  | 2,03  | 0,51  | 0,03  | 0,03  | 0,02  | 0,02  | 0,01  | 0,692  |
| (2)                             |     |  |          | 0,15  | 0,30  | 96,33  | 2,40  | 0,68  | 0,04  | 0,03  | 0,02  | 0,03  | 0,01  | 0,697  |
| Среднее по пробам скважина 6566 |     |  |          | 0,15  | 0,30  | 96,61  | 2,22  | 0,59  | 0,04  | 0,03  | 0,02  | 0,03  | 0,01  | 0,695  |
| 6562                            | Г+Д | 346.5-354.6  | 09.07.13 | 0,10  | 0,59  | 97,54  | 1,00  | 0,74  | 0,02  | 0,01  | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,688  |
| (2)                             |     | 355.6-363.4<br>375.9-377.8                               |          | 0,09  | 0,48  | 97,97  | 0,78  | 0,66  | 0,01  | 0,01  | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,684  |
| Среднее по пробам скважина 6562 |     |  |          | 0,10  | 0,53  | 97,76  | 0,89  | 0,70  | 0,01  | 0,01  | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,686  |
| 2637 (1)                        | Г+Д | 278.1-281.3  | 24.07.15 | 0,12  | 2,78  | 96,54  | 0,14  | 0,20  | 0,06  | 0,08  | 0,05  | 0,02  | 0,02  | 0,691  |
| 2                               |     | 282-290.6  |          | 0,10  | 3,15  | 96,15  | 0,16  | 0,21  | 0,08  | 0,05  | 0,04  | 0,03  | 0,03  | 0,693  |
| 3                               |     | 291.5-297.2<br>309.3-310.3                               |          | 0,12  | 3,16  | 96,03  | 0,19  | 0,26  | 0,09  | 0,06  | 0,04  | 0,03  | 0,03  | 0,695  |
| Среднее по пробам скважина 2637 |     |  |          | 0,11  | 3,03  | 96,24  | 0,16  | 0,22  | 0,07  | 0,06  | 0,04  | 0,03  | 0,03  | 0,693  |
| 416<br>реком                    | Г   | 296-318  | 25.06.17 | 0,168 | 2,529 | 95,172 | 1,769 | 0,081 | 0,146 | 0,041 | 0,036 | 0,022 | 0,036 | 0,700  |
| 3030                            | Г   | 349.8-365.1  | 21.07.17 | 0,123 | 2,287 | 95,245 | 1,638 | 0,217 | 0,185 | 0,120 | 0,043 | 0,019 | 0,123 | 0,705  |
|                                 |     |  |          | 0,253 | 2,687 | 94,051 | 1,827 | 0,305 | 0,285 | 0,175 | 0,092 | 0,045 | 0,280 | 0,721  |
|                                 |     |  |          | 0,299 | 2,725 | 93,647 | 1,985 | 0,375 | 0,285 | 0,225 | 0,103 | 0,065 | 0,291 | 0,725  |
| Среднее по пробам скважина 3030 |     |  |          | 0,23  | 2,57  | 94,31  | 1,82  | 0,30  | 0,25  | 0,17  | 0,08  | 0,04  | 0,23  | 0,717  |
| 1936 рек                        | Г   | 296.9-299.1;<br>299.7-307.2                              | 03.07.18 | 0,16  | 0,69  | 96,11  | 0,92  | 0,65  | 0,20  | 0,33  | 0,19  | 0,22  | 0,55  | 0,727  |
| 1272 рек                        | Г   | 291,6-313  | 03.07.18 | 1,74  | 1,02  | 95,48  | 0,28  | 0,34  | 0,13  | 0,20  | 0,11  | 0,12  | 0,59  | 0,744  |
| 3787<br>рек                     | Г+Д | 298,7-299,4;<br>299,9-301;<br>302-305,3;<br>306,8-311,7; | 21.05.19 | 5,216 | 3,204 | 88,288 | 0,796 | 1,350 | 0,300 | 0,408 | 0,137 | 0,079 | 0,228 | 0,7917 |

|                                 |              |   |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
|---------------------------------|--------------|---|----------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
|                                 |              | 325,5-326,3   |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
| Среднее по Центральному участку |              |   |          | 0,98  | 1,73  | 95,00  | 1,11  | 0,53  | 0,14  | 0,16  | 0,08  | 0,07  | 0,21  | 0,7192 |
| Западный участок                |              |   |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
| 927 реком                       | Г            | 337.5-343.5,<br>349.3-353,<br>354.3-355.3                     | 25.06.17 | 0,450 | 2,785 | 95,760 | 0,356 | 0,235 | 0,128 | 0,145 | 0,069 | 0,045 | 0,027 | 0,716  |
| 925 реком                       | Г            | 338.1-339.2,<br>355.7-357.4                                   | 25.06.17 | 0,144 | 2,421 | 96,581 | 0,325 | 0,214 | 0,078 | 0,121 | 0,054 | 0,033 | 0,029 | 0,709  |
| 2213 рек                        | Г            | 321-323, 324-<br>327, 329-336                                 | 03.07.18 | 0,79  | 0,75  | 95,73  | 0,59  | 0,75  | 0,33  | 0,22  | 0,19  | 0,24  | 0,44  | 0,728  |
| Среднее по Западному участку    |              |   |          | 0,46  | 1,98  | 96,02  | 0,42  | 0,40  | 0,18  | 0,16  | 0,10  | 0,10  | 0,17  | 0,718  |
| Среднее по II объекту           |              |   |          | 0,65  | 1,83  | 95,42  | 0,90  | 0,56  | 0,19  | 0,16  | 0,08  | 0,07  | 0,14  | 0,7159 |
| III объект                      |              |   |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
| Западный участок                |              |   |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
| 1056 (1)                        | Ю-I          | 416.8-419.8<br>420.8-424.4                                    | 19.08.14 | 0,32  | 1,29  | 95,99  | 1,06  | 0,59  | 0,21  | 0,24  | 0,10  | 0,07  | 0,12  | 0,708  |
| (2)                             |              | 430-432<br>438-440.7  |          | 0,28  | 1,17  | 96,13  | 1,08  | 0,56  | 0,22  | 0,25  | 0,11  | 0,08  | 0,12  | 0,707  |
| Среднее по пробам скважина 1056 |              |   |          | 0,30  | 1,23  | 96,06  | 1,07  | 0,58  | 0,22  | 0,25  | 0,11  | 0,07  | 0,12  | 0,708  |
| 6024                            | Ю-I          | 394.5-449   | 25.06.13 | 0,26  | 1,02  | 96,69  | 1,10  | 0,89  | 0,01  | 0,01  | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,694  |
| (2)                             | Ю-II         |   |          | 0,15  | 0,88  | 96,00  | 2,01  | 0,90  | 0,03  | 0,01  | 0,01  | 0,01  | 0,01  | 0,698  |
| Среднее по пробам скважина 6024 |              |   |          | 0,21  | 0,95  | 96,35  | 1,56  | 0,90  | 0,02  | 0,01  | 0,01  | 0,00  | 0,00  | 0,696  |
| 6034 (1)                        | Ю-I          | 404.6-415.2   | 02.12.12 | 0,21  | 0,56  | 94,89  | 3,25  | 0,87  | 0,11  | 0,10  | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,708  |
| (2)                             | Ю-II         |   |          | 0,12  | 0,62  | 94,54  | 3,52  | 0,95  | 0,12  | 0,11  | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,710  |
| Среднее по пробам скважина 6034 |              |   |          | 0,17  | 0,59  | 94,72  | 3,38  | 0,91  | 0,12  | 0,11  | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,709  |
| 6007 рек                        | Ю-I<br>Ю-II  | 413-414, 415-<br>417, 418.6-420,<br>434-436.2,<br>448.2-451.2 | 03.07.18 | 1,05  | 1,37  | 96,43  | 0,39  | 0,26  | 0,05  | 0,06  | 0,03  | 0,04  | 0,33  | 0,708  |
| 6115 рек                        | Ю-I          | 431-433, 434-<br>435, 436-440                                 | 03.07.18 | 1,13  | 0,77  | 96,07  | 0,46  | 0,55  | 0,11  | 0,19  | 0,10  | 0,16  | 0,47  | 0,721  |
| Среднее по Западному участку    |              |   |          | 0,57  | 0,98  | 95,93  | 1,37  | 0,64  | 0,10  | 0,12  | 0,05  | 0,05  | 0,18  | 0,708  |
| Центральный участок             |              |   |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
| 730 (1)                         | Ю-<br>I+Ю-II | 391-397   | 14.09.14 | 0,12  | 2,45  | 96,50  | 0,24  | 0,31  | 0,10  | 0,11  | 0,06  | 0,03  | 0,07  | 0,695  |
| (2)                             |              | 400-406.6<br>407.8-417  |          | 0,10  | 2,03  | 96,80  | 0,29  | 0,35  | 0,10  | 0,14  | 0,07  | 0,05  | 0,07  | 0,695  |
| Среднее по пробам скважина 730  |              |   |          | 0,11  | 2,24  | 96,65  | 0,26  | 0,33  | 0,10  | 0,13  | 0,07  | 0,04  | 0,07  | 0,695  |
| 709 рек                         | Ю-I          | 385-400   | 03.07.18 | 1,31  | 1,21  | 95,80  | 0,48  | 0,44  | 0,13  | 0,18  | 0,10  | 0,10  | 0,24  | 0,716  |
| Среднее по Центральному участку |              |   |          | 0,71  | 1,73  | 96,23  | 0,37  | 0,38  | 0,12  | 0,16  | 0,08  | 0,07  | 0,15  | 0,706  |
| Восточный участок               |              |   |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |



|                                 |                           |  |          |        |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
|---------------------------------|---------------------------|--|----------|--------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| 4485 (1)                        | Д <sub>2</sub> +Ю-<br>I   | 321.4-352.2  | 02.09.15 | 0,19   | 3,24  | 95,78  | 0,23  | 0,29  | 0,06  | 0,10  | 0,05  | 0,03  | 0,03  | 0,697  |
| 2                               |                           |  |          | 0,16   | 3,03  | 95,99  | 0,25  | 0,26  | 0,06  | 0,11  | 0,06  | 0,04  | 0,03  | 0,696  |
| 3                               |                           |  |          | 0,23   | 3,65  | 95,31  | 0,24  | 0,27  | 0,05  | 0,10  | 0,06  | 0,04  | 0,03  | 0,700  |
| Среднее по пробам скважина 4485 |                           |  |          | 0,19   | 3,31  | 95,69  | 0,24  | 0,27  | 0,06  | 0,10  | 0,06  | 0,04  | 0,03  | 0,698  |
| 4872 (1)                        | Д <sub>2</sub> (Ю-<br>I)  | 329.4-337<br>342.7-352.8                                     | 08.09.15 | 0,10   | 2,41  | 96,87  | 0,15  | 0,21  | 0,07  | 0,09  | 0,05  | 0,02  | 0,02  | 0,690  |
| 2                               |                           |  |          | 0,12   | 2,02  | 97,14  | 0,19  | 0,24  | 0,08  | 0,10  | 0,06  | 0,03  | 0,03  | 0,690  |
| 3                               |                           |  |          | 0,25   | 2,54  | 96,31  | 0,26  | 0,30  | 0,11  | 0,10  | 0,06  | 0,03  | 0,03  | 0,696  |
| Среднее по пробам скважина 4872 |                           |  |          | 0,16   | 2,33  | 96,77  | 0,20  | 0,25  | 0,09  | 0,09  | 0,06  | 0,03  | 0,03  | 0,692  |
| 7409                            | Д <sub>2</sub>            | 322.0-338.0  | 08.09.15 | 0,15   | 2,02  | 97,10  | 0,20  | 0,25  | 0,07  | 0,09  | 0,05  | 0,03  | 0,03  | 0,690  |
|                                 |                           |  |          | 0,10   | 2,45  | 96,60  | 0,21  | 0,28  | 0,10  | 0,11  | 0,07  | 0,04  | 0,04  | 0,694  |
|                                 |                           |  |          | 0,11   | 2,93  | 95,89  | 0,30  | 0,31  | 0,11  | 0,15  | 0,09  | 0,05  | 0,05  | 0,699  |
| Среднее по пробам скважина 7409 |                           |  |          | 0,12   | 2,47  | 96,53  | 0,24  | 0,28  | 0,09  | 0,12  | 0,07  | 0,04  | 0,04  | 0,694  |
| 5024                            | Ю-I                       | 354.4-355.1,<br>355.8-357.6,359<br>-362,364.3-<br>365.2      | 15.10.16 | 0,21   | 3,45  | 95,68  | 0,20  | 0,24  | 0,04  | 0,08  | 0,04  | 0,03  | 0,02  | 0,679  |
|                                 |                           |  |          | 0,20   | 0,32  | 98,77  | 0,22  | 0,22  | 0,06  | 0,10  | 0,05  | 0,04  | 0,03  | 0,661  |
|                                 |                           |  |          | 0,18   | 3,26  | 95,88  | 0,24  | 0,20  | 0,05  | 0,08  | 0,06  | 0,03  | 0,02  | 0,695  |
| Среднее по пробам скважина 5024 |                           |  |          | 0,20   | 2,34  | 96,78  | 0,22  | 0,22  | 0,05  | 0,09  | 0,05  | 0,03  | 0,03  | 0,678  |
| 7112<br>рекомб                  | Д <sub>2</sub> +Ю<br>-I   | 317-322, 323-<br>327, 328-332,<br>340-346                    | 25.06.17 | 0,105  | 1,752 | 96,689 | 0,745 | 0,354 | 0,089 | 0,106 | 0,085 | 0,041 | 0,034 | 0,711  |
| 1384<br>рекомб                  | Г+Д <sub>2</sub> +<br>Ю-I | 281-284,5;<br>322-328; 334-<br>335                           | 24.06.17 | 1,313  | 3,868 | 90,150 | 2,174 | 1,198 | 0,273 | 0,391 | 0,145 | 0,125 | 0,363 | 0,761  |
| 7011                            | Д <sub>2</sub>            | 324,0-347,0  | 26.07.17 | 0,985  | 2,045 | 96,488 | 0,303 | 0,085 | 0,050 | 0,025 | 0,009 | 0,005 | 0,003 | 0,694  |
|                                 |                           |  |          | 1,001  | 2,547 | 95,898 | 0,351 | 0,096 | 0,054 | 0,029 | 0,010 | 0,003 | 0,011 | 0,698  |
|                                 |                           |  |          | 1,251  | 3,112 | 94,949 | 0,457 | 0,114 | 0,050 | 0,011 | 0,007 | 0,005 | 0,008 | 0,705  |
| Среднее по пробам скважина 7011 |                           |  |          | 1,08   | 2,57  | 95,78  | 0,37  | 0,10  | 0,05  | 0,02  | 0,01  | 0,00  | 0,01  | 0,699  |
| 7020 рек                        | Д <sub>2</sub> +Ю<br>-I   | 316-326, 329-<br>332, 334-336,<br>337-341, 352-<br>369       | 03.07.18 | 0,32   | 1,06  | 94,70  | 1,23  | 0,43  | 0,27  | 0,49  | 0,21  | 0,16  | 1,15  | 0,748  |
| 7248 рек                        | Д <sub>2</sub> +Ю<br>-I   | 315-327.5,<br>330-336, 343-<br>344.5, 345.5-<br>347, 348-354 | 03.07.18 | 1,65   | 1,56  | 93,74  | 1,09  | 0,71  | 0,18  | 0,26  | 0,13  | 0,16  | 0,52  | 0,742  |
| 4715<br>рек                     | Д <sub>2</sub>            | 329,3-343;<br>343,4-345,2                                    | 21.05.19 | 14,090 | 2,989 | 80,667 | 0,749 | 1,029 | 0,097 | 0,114 | 0,052 | 0,028 | 0,186 | 0,8767 |
| 7307                            | Д <sub>2</sub>            | 329-336  | 04.07.19 | 0,213  | 6,263 | 92,741 | 0,393 | 0,191 | 0,058 | 0,078 | 0,027 | 0,011 | 0,028 | 0,7105 |
| 6116<br>рек                     | Ю-I                       | 429-430;<br>436-440  | 21.05.19 | 0,278  | 5,990 | 92,833 | 0,594 | 0,209 | 0,029 | 0,036 | 0,008 | 0,005 | 0,019 | 0,7134 |

|                                 |           |                                    |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
|---------------------------------|-----------|------------------------------------|----------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Среднее по Восточному участку   |           |                                    |          | 1,64  | 3,04  | 93,59  | 0,69  | 0,44  | 0,11  | 0,16  | 0,08  | 0,06  | 0,20  | 0,7270 |
| Среднее по III объекту          |           |                                    |          | 0,97  | 1,92  | 95,25  | 0,81  | 0,49  | 0,11  | 0,15  | 0,07  | 0,06  | 0,18  | 0,7137 |
| IV объект                       |           |                                    |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
| Центральный участок             |           |                                    |          |       |       |        |       |       |       |       |       |       |       |        |
| 6-К<br>рек                      | Г/ЮЗ      | 314-318                            | 01.02.19 | 0,656 | 0,185 | 94,874 | 2,656 | 0,668 | 0,326 | 0,211 | 0,325 | 0,055 | 0,156 | 0,7240 |
| 513<br>рек                      | Д1/Ю<br>3 | 313-317,5                          | 01.02.19 | 1,235 | 1,686 | 94,148 | 1,236 | 0,653 | 0,125 | 0,215 | 0,102 | 0,123 | 0,477 | 0,7340 |
| 2131                            | Д1/Ю<br>3 | 334-350                            | 11.08.19 | 0,362 | 5,451 | 93,018 | 0,635 | 0,245 | 0,087 | 0,096 | 0,041 | 0,016 | 0,049 | 0,7124 |
|                                 |           |                                    |          | 0,289 | 5,231 | 93,393 | 0,601 | 0,232 | 0,074 | 0,091 | 0,036 | 0,014 | 0,039 | 0,7093 |
| Среднее по пробам скважина 2131 |           |                                    |          | 0,326 | 5,341 | 93,206 | 0,618 | 0,239 | 0,081 | 0,094 | 0,039 | 0,015 | 0,045 | 0,7109 |
| 5080*                           | Д/Ю-<br>3 | 341-354<br>(362-371<br>изолирован) | 30.04.21 | 0,077 | 0,352 | 97,773 | 0,853 | 0,703 | 0,078 | 0,096 | 0,027 | 0,015 | 0,026 | 0,6892 |
| Среднее по Центральному участку |           |                                    |          | 0,74  | 2,40  | 94,08  | 1,50  | 0,52  | 0,18  | 0,17  | 0,16  | 0,06  | 0,23  | 0,723  |

\*-результаты отбракованы

Таблица 2.2.4- Сравнительная характеристика состава растворенного газа

| Наименование  | На дату проектирования УПР 2009 [2]   |       |                 | За отчетный период  |       |                 |
|---|---|-------|-----------------|---|-------|-----------------|
|   | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях, % мольн. |       | Пластовая нефть | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях, % мольн. |       | Пластовая нефть |
|   | выделившийся газ  | нефть |                 | выделившийся газ  | нефть |                 |
| I объект  |   |       |                 |   |       |                 |
| Северный участок                                    |   |       |                 |   |       |                 |
| Углекислый газ                                      | 0,15  | -     | -               | 1,92  | -     | -               |
| Азот  | 1,39  | -     | -               | 1,99  | -     | -               |
| метан   | 97,30   | -     | -               | 93,47   | -     | -               |
| этан  | 0,60  | -     | -               | 1,31  | -     | -               |
| пропан  | 0,20  | -     | -               | 0,58  | -     | -               |
| изобутан  | 0,13  | -     | -               | 0,19  | -     | -               |
| н. бутан  | 0,07  | -     | -               | 0,19  | -     | -               |
| Изо-пентан  | 0,04  | -     | -               | 0,11  | -     | -               |
| Н-пентан  | 0,01  | -     | -               | 0,08  | -     | -               |
| Гексаны+  | 0,14  | -     | -               | 0,16  | -     | -               |
| Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>                   | 0,692   | -     | -               | 0,7320  | -     | -               |
| Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед. | 0,574   | -     | -               | 0,607   | -     | -               |
| Центральный участок                                 |   |       |                 |   |       |                 |
| Углекислый газ                                      | 0,02  | -     | -               | 0,98  | -     | -               |
| Азот  | 3,08  | -     | -               | 2,19  | -     | -               |
| метан   | 92,99   | -     | -               | 94,94   | -     | -               |
| этан  | 1,43  | -     | -               | 0,62  | -     | -               |
| пропан  | 1,15  | -     | -               | 0,58  | -     | -               |
| изобутан  | 0,49  | -     | -               | 0,18  | -     | -               |
| н. бутан  | 0,42  | -     | -               | 0,21  | -     | -               |
| Изо-пентан  | 0,17  | -     | -               | 0,09  | -     | -               |
| Н-пентан  | 0,12  | -     | -               | 0,08  | -     | -               |
| Гексаны+  | 0,14  | -     | -               | 0,12  | -     | -               |
| Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>                   | 0,777   | -     | -               | 0,7174  | -     | -               |
| Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед. | 0,645   | -     | -               | 0,595   | -     | -               |
| Восточный участок                                   |   |       |                 |   |       |                 |
| Углекислый газ                                      | 0,15  | -     | -               | 0,45  | -     | -               |
| Азот  | 1,98  | -     | -               | 2,44  | -     | -               |
| метан   | 95,52   | -     | -               | 95,25   | -     | -               |
| этан  | 1,13  | -     | -               | 1,14  | -     | -               |
| пропан  | 0,53  | -     | -               | 0,36  | -     | -               |
| изобутан  | 0,20  | -     | -               | 0,13  | -     | -               |
| н. бутан  | 0,20  | -     | -               | 0,12  | -     | -               |
| Изо-пентан  | 0,09  | -     | -               | 0,04  | -     | -               |
| Н-пентан  | 0,05  | -     | -               | 0,02  | -     | -               |
| Гексаны+  | 0,16  | -     | -               | 0,05  | -     | -               |
| Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>                   | 0,708   | -     | -               | 0,7044  | -     | -               |
| Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед. | 0,588   | -     | -               | 0,5845  | -     | -               |
| Западный участок                                    |   |       |                 |   |       |                 |
| Углекислый газ                                      | 0,02  | -     | -               | 0,36  | -     | -               |
| Азот  | 3,08  | -     | -               | 1,92  | -     | -               |
| метан   | 92,99   | -     | -               | 94,80   | -     | -               |
| этан  | 1,43  | -     | -               | 1,32  | -     | -               |
| пропан  | 1,15  | -     | -               | 0,64  | -     | -               |



|   |       |   |   |        |   |   |
|---|-------|---|---|--------|---|---|
| изобутан  | 0,49  | - | - | 0,24   | - | - |
| н. бутан  | 0,42  | - | - | 0,32   | - | - |
| Изо-пентан  | 0,17  | - | - | 0,12   | - | - |
| Н-пентан  | 0,12  | - | - | 0,13   | - | - |
| Гексаны+  | 0,14  | - | - | 0,15   | - | - |
| Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>                         | 0,777 | - | - | 0,726  | - | - |
| Плотность газа<br>относительная (по<br>воздуху), доли ед. | 0,645 | - | - | 0,602  | - | - |
| <b>II объект</b>  |       |   |   |        |   |   |
| <b>Центральный участок</b>                                |       |   |   |        |   |   |
| Углекислый газ  | 0,43  | - | - | 0,98   | - | - |
| Азот  | 2,15  | - | - | 1,73   | - | - |
| метан   | 94,20 | - | - | 95,00  | - | - |
| этан  | 1,17  | - | - | 1,11   | - | - |
| пропан  | 1,07  | - | - | 0,53   | - | - |
| изобутан  | 0,59  | - | - | 0,14   | - | - |
| н. бутан  | 0,21  | - | - | 0,16   | - | - |
| Изо-пентан  | 0,17  | - | - | 0,08   | - | - |
| Н-пентан  | 0,04  | - | - | 0,07   | - | - |
| Гексаны+  | 0,05  | - | - | 0,21   | - | - |
| Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>                         | 0,772 | - | - | 0,7192 | - | - |
| Плотность газа<br>относительная (по<br>воздуху), доли ед. | 0,641 | - | - | 0,5968 | - | - |
| <b>Западный участок</b>                                   |       |   |   |        |   |   |
| Углекислый газ  | 0,43  | - | - | 0,65   | - | - |
| Азот  | 2,15  | - | - | 1,83   | - | - |
| метан   | 94,20 | - | - | 95,42  | - | - |
| этан  | 1,17  | - | - | 0,90   | - | - |
| пропан  | 1,07  | - | - | 0,56   | - | - |
| изобутан  | 0,59  | - | - | 0,19   | - | - |
| н. бутан  | 0,21  | - | - | 0,16   | - | - |
| Изо-пентан  | 0,17  | - | - | 0,08   | - | - |
| Н-пентан  | 0,04  | - | - | 0,07   | - | - |
| Гексаны+  | 0,05  | - | - | 0,14   | - | - |
| Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>                         | 0,772 | - | - | 0,7159 | - | - |
| Плотность газа<br>относительная (по<br>воздуху), доли ед. | 0,641 | - | - | 0,5941 | - | - |
| <b>Восточный участок</b>                                  |       |   |   |        |   |   |
| Углекислый газ  | 0,13  | - | - | 0,56   | - | - |
| Азот  | 1,57  | - | - | 1,60   | - | - |
| метан   | 96,43 | - | - | 95,49  | - | - |
| этан  | 0,87  | - | - | 1,07   | - | - |
| пропан  | 0,46  | - | - | 0,75   | - | - |
| изобутан  | 0,14  | - | - | 0,24   | - | - |
| н. бутан  | 0,18  | - | - | 0,15   | - | - |
| Изо-пентан  | 0,08  | - | - | 0,05   | - | - |
| Н-пентан  | 0,07  | - | - | 0,03   | - | - |
| Гексаны+  | 0,07  | - | - | 0,05   | - | - |
| Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>                         | 0,721 | - | - | 0,7096 | - | - |
| Плотность газа<br>относительная (по<br>воздуху), доли ед. | 0,598 | - | - | 0,5888 | - | - |
| <b>III объект</b>   |       |   |   |        |   |   |
| <b>Центральный участок</b>                                |       |   |   |        |   |   |
| Углекислый газ  | 0,17  | - | - | 0,71   | - | - |
| Азот  | 0,45  | - | - | 1,73   | - | - |
| метан   | 95,69 | - | - | 96,23  | - | - |



|   |       |   |   |        |   |   |
|---|-------|---|---|--------|---|---|
| этан  | 2,19  | - | - | 0,37   | - | - |
| пропан  | 0,77  | - | - | 0,38   | - | - |
| изобутан  | 0,53  | - | - | 0,12   | - | - |
| н. бутан  | 0,08  | - | - | 0,16   | - | - |
| Изо-пентан  | 0,12  | - | - | 0,08   | - | - |
| Н-пентан  | 0,00  | - | - | 0,07   | - | - |
| Гексаны+  | 0,00  | - | - | 0,15   | - | - |
| Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>                         | 0,752 | - | - | 0,706  | - | - |
| Плотность газа<br>относительная (по<br>воздуху), доли ед. | 0,624 | - | - | 0,586  | - | - |
| <b>Западный участок</b>                                   |       |   |   |        |   |   |
| Углекислый газ  | 0,64  | - | - | 0,57   | - | - |
| Азот  | 3,96  | - | - | 0,98   | - | - |
| метан   | 93,32 | - | - | 95,93  | - | - |
| этан  | 0,92  | - | - | 1,37   | - | - |
| пропан  | 0,58  | - | - | 0,64   | - | - |
| изобутан  | 0,12  | - | - | 0,10   | - | - |
| н. бутан  | 0,19  | - | - | 0,12   | - | - |
| Изо-пентан  | 0,09  | - | - | 0,05   | - | - |
| Н-пентан  | 0,05  | - | - | 0,05   | - | - |
| Гексаны+  | 0,13  | - | - | 0,18   | - | - |
| Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>                         | 0,720 | - | - | 0,708  | - | - |
| Плотность газа<br>относительная (по<br>воздуху), доли ед. | 0,598 | - | - | 0,588  | - | - |
| <b>Восточный участок</b>                                  |       |   |   |        |   |   |
| Углекислый газ  | 0,16  | - | - | 1,64   | - | - |
| Азот  | 0,79  | - | - | 3,04   | - | - |
| метан   | 97,03 | - | - | 93,59  | - | - |
| этан  | 1,12  | - | - | 0,69   | - | - |
| пропан  | 0,62  | - | - | 0,44   | - | - |
| изобутан  | 0,24  | - | - | 0,11   | - | - |
| н. бутан  | 0,21  | - | - | 0,16   | - | - |
| Изо-пентан  | 0,11  | - | - | 0,08   | - | - |
| Н-пентан  | 0,08  | - | - | 0,06   | - | - |
| Гексаны+  | 0,06  | - | - | 0,20   | - | - |
| Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>                         | 0,719 | - | - | 0,7270 | - | - |
| Плотность газа<br>относительная (по<br>воздуху), доли ед. | 0,597 | - | - | 0,6033 | - | - |
| <b>IV объект</b>  |       |   |   |        |   |   |
| <b>Центральный участок</b>                                |       |   |   |        |   |   |
| Углекислый газ  | -     | - | - | 0,74   | - | - |
| Азот  | -     | - | - | 2,40   | - | - |
| метан   | -     | - | - | 94,08  | - | - |
| этан  | -     | - | - | 1,50   | - | - |
| пропан  | -     | - | - | 0,52   | - | - |
| изобутан  | -     | - | - | 0,18   | - | - |
| н. бутан  | -     | - | - | 0,17   | - | - |
| Изо-пентан  | -     | - | - | 0,16   | - | - |
| Н-пентан  | -     | - | - | 0,06   | - | - |
| Гексаны+  | -     | - | - | 0,23   | - | - |
| Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>                         | -     | - | - | 0,7230 | - | - |
| Плотность газа<br>относительная (по<br>воздуху), доли ед. | -     | - | - | 0,6000 | - | - |



Таблица 2.2.5 - Компонентный состав и свойства попутного газа по ГОСТ 31371.7-2008

| №<br>п/<br>п | Наименование<br>показателя       | Едини<br>ца<br>измер<br>ения | скв.<br>4120 | скв.<br>3673 | скв.<br>3672 | Скважина 2641 |             |        |        |
|--------------|----------------------------------|------------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|-------------|--------|--------|
|              |                                  |                              | 12.06.18 г   |              |              | 12.06.18 г    | 27.03.19 г. |        |        |
| 1            | Кислород                         | мол. %                       | -            | -            | -            | -             | 0,037       | 0,071  | 0,036  |
| 2            | Углекислый газ                   | мол. %                       | 0,221        | 0,484        | 1,910        | 0,536         | 0,551       | 0,586  | 0,540  |
| 3            | Азот                             | мол. %                       | 1,144        | 0,412        | 0,964        | 1,003         | 1,514       | 1,469  | 1,485  |
| 4            | Метан                            | мол. %                       | 96,813       | 93,568       | 95,662       | 82,720        | 96,930      | 96,75  | 96,935 |
| 5            | Этан                             | мол. %                       | 0,421        | 0,778        | 0,608        | 1,825         | 0,415       | 0,419  | 0,407  |
| 6            | Пропан                           | мол. %                       | 0,365        | 1,145        | 0,333        | 2,817         | 0,391       | 0,543  | 0,383  |
| 7            | Изо-бутан                        | мол. %                       | 0,083        | 0,545        | 0,087        | 1,223         | 0,058       | 0,058  | 0,057  |
| 8            | Н-бутан                          | мол. %                       | 0,152        | 1,066        | 0,113        | 2,489         | 0,055       | 0,056  | 0,054  |
| 9            | Изо-пентан                       | мол. %                       | 0,077        | 0,508        | 0,046        | 1,540         | 0,023       | 0,022  | 0,022  |
| 10           | Н-пентан                         | мол. %                       | 0,090        | 0,554        | 0,030        | 1,883         | 0,009       | 0,009  | 0,009  |
| 11           | Гексаны                          | мол. %                       | 0,259        | 0,599        | 0,147        | 2,690         | 0,011       | 0,010  | 0,030  |
| 12           | Гептаны                          | мол. %                       | 0,267        | 0,265        | 0,070        | 1,058         | 0,003       | 0,009  | 0,035  |
| 13           | Октаны+                          | мол. %                       | 0,109        | 0,077        | 0,030        | 0,216         | 0,002       | 0,002  | 0,006  |
| 14           | Плотность газа при 20 °С         | кг/м <sup>3</sup>            | 0,7130       | 0,7801       | 0,7164       | 1,0021        | 0,6957      | 0,6927 | 0,6939 |
| 15           | Плотность относительная          |                              | 0,5917       | 0,6473       | 0,5945       | 0,8316        | 0,5776      | 0,5751 | 0,5759 |
| 16           | Молярная масса                   | г/моль                       | 17,11        | 18,65        | 17,19        | 23,83         | 16,70       | 16,63  | 18,78  |
| 17           | Фактор сжимаемости, Z            |                              | 0,9979       | 0,9973       | 0,9977       | 0,9953        | 0,9980      | 0,998  | 0,9975 |
| 18           | Объемная теплота сгорания высшая | МДж/м <sup>3</sup>           | -            | -            | -            | -             | 36,88       | 36,80  | 39,67  |
| 19           | Объемная теплота сгорания низшая | МДж/м <sup>3</sup>           | -            | -            | -            | -             | 33,25       | 33,18  | 35,88  |
| 20           | Число Воббе                      | МДж/м <sup>3</sup>           | -            | -            | -            | -             | 48,53       | 48,53  | 49,26  |

По результатам повторных исследования устьевых проб газа из скважин 2641 (три параллельные пробы с интервалом по времени в 3 часа) полученные составы газа не подтвердили аномальный состав газа, зафиксированную в пробе от 12.06.2018 г.

Состав газа полученные по скважинам 2641, 4120, 3673, 3672 подтверждают составы попутного газа меловых залежей месторождения Каражанбас.

В настоящем отчете для характеристики физико-химических свойств дегазированной нефти привлечены результаты исследований за период 2012- 01.07.2020 гг.

В таблице 2.2.6 приведены результаты исследований проб дегазированной нефти, отобранных на устье скважин и полученных после разгазирования глубинных проб.

Нефть месторождения Каражанбас достаточно однородна по залежам и схожа по своим свойствам и химическому составу. По плотности дегазированная нефть относится к типу битуминозной нефти. Диапазон изменения свойств дегазированной нефти по горизонтам и условным участкам не имеет широких границ (табл. 2.2.7).

Нефть месторождения Каражанбас относится к категории высокосмолистых и сернистых. Массовое содержание асфальто-смолистых веществ составляет от 18,0 до 35 %, серы – от 1,0 до 2,5 %. Содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов



достигает до 3,6% масс. Температура застывания находится в области отрицательных температур и составляет минус 27°C.

Дегазированная нефть обеднена легкими фракциями. Максимальный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении при температуре до 300°C, составляет более 20% об.

В рамках составления данного раздела проведена сравнительная характеристика изменения состава пластовых вод, взятых с уточненного проекта разработки [1] и на текущее время по состоянию изученности на 01.07.2020 г.

Все определения по составу вод месторождения были проведены в соответствии с ГОСТ-26449.1-85 «Установки дистилляционные опреснительные стационарные. Методы химического анализа соленых вод».

Для определения физических свойств и химического состава представленных проб было необходимо выполнить определение следующих показателей:

- физические свойства – плотность, вязкость и концентрацию водородных ионов (рН);
- химический состав вод – содержание основных шести компонентов, расчет общей минерализации и типа воды по Сулину.

Результаты исследований за период с 2016 по 2018 гг. (табл. 2.2.8, 2.2.9) представлены со следующих точек отбора:

- I объект - горизонты А<sub>1</sub>, А<sub>1</sub>Б,В, Б - скважины 3920, 5847, 5853, 6393, 2545, 354, 4356;
- II объект - горизонты Г, Д, ГД – скважины №426, 408, 409, 410, 428, 427, 1562, 1563, 1564, 4382, 4384, 6529, 3283, 6213, 364, 6592, 2943, 3199, 6552, 4048;



Таблица 2.2.6- Результаты исследований дегазированных проб нефти по результатам исследований в период 2012-01.07.2020 гг.

| № скв.                       | Гори зонт      | Интервал перфорации, м                       | Дата отбора | Место отбора | Плотность при 20 <sup>0</sup> С, г/см <sup>3</sup> | Вязкость кинематическая мм²/с, при температуре, °С |       |       |      | Содержание Н <sub>2</sub> С, ppm | Содержание. % вес. |                     |       | Температура, °С       |            |                    |     | Выход фракций, % об., до температуры, °С |     |      |      |      |
|------------------------------|----------------|--|-------------|--------------|--|--|-------|-------|------|----------------------------------|--------------------|---------------------|-------|-----------------------|------------|--------------------|-----|--|-----|------|------|------|
|                              |                |  |             |              |  | 20   | 40    | 50    | 60   |                                  | парафина           | смоли и асфальтенов | серы  | вспышки в закр. тигле | застывания | плавления парафина | Н.К | 100                                      | 150 | 200  | 250  | 300  |
| I объект                     |                |  |             |              |  |  |       |       |      |                                  |                    |                     |       |                       |            |                    |     |  |     |      |      |      |
| Северный участок             |                |  |             |              |  |  |       |       |      |                                  |                    |                     |       |                       |            |                    |     |  |     |      |      |      |
| 5376                         | A <sub>1</sub> | 436.7-437.7<br>438-443                       | 02.12.12    | глуб.        | 0,939  | -  | 302   | 131,5 | 55,4 |                                  |                    |                     | 0,77  |                       | -16        |                    | 192 |  |     | 2    |      | 16   |
| 5376                         | A <sub>1</sub> | 436.7-437.7<br>438-443                       | 22.08.13    | глуб.        | 0,938  | -  | 298   | 125,0 | 54,5 |                                  |                    |                     | 0,70  |                       | -17        |                    | 190 |  |     | 2    |      | 16   |
| 5734                         | A <sub>1</sub> | 441.3-447.9                                  | 23.07.14    | глуб.        | 0,927  | 835,5  | 175   | -     | -    | 80                               | 1,8                | 21,4                | 1,12  | 62                    | -16        | 71                 | 94  | 1  | 4,2 | 11   | 16,5 | 21,0 |
| 3956                         | A <sub>2</sub> | 441.3-447.9                                  | 29.07.14    | устье        | 0,954  |  | 396   | 197,0 | -    |                                  |                    |                     |       |                       |            |                    |     |  |     |      |      |      |
| 5871                         | A <sub>1</sub> | 437-444                                      | 25.06.17    | глуб.        | 0,9435   | 1662   | 722,1 | 354,6 |      |                                  | 2,5                | 20,9                | 2,308 |                       | -15        |                    | 93  | 1,1                                      | 4,8 | 14,5 | 17,3 | 25,8 |
| 3956                         | A <sub>2</sub> | 456.7 – 458.5,<br>459.2 – 460, 460.8 – 462.9 | 25.06.17    | рек.         | 0,9389   | 1085   | 249,9 |       |      | 40                               | 2,2                | 16,6                | 2,229 | 60                    | -15        |                    | 91  | 1,0                                      | 5,2 | 14,7 | 17,3 | 26,4 |
| 5761                         | A <sub>1</sub> | 454-458                                      | 03.07.18    | рек.         | 0,9385   | 864,8  | 210,3 |       |      |                                  | 2                  | 19,2                | 2,38  | 76                    | -15        | 62                 | 93  | 1  | 4,5 | 13,5 | 16,6 | 25,3 |
| 5673                         | A <sub>1</sub> | 301-303, 307-309                             | 25.07.18    | глуб.        | 0,9443   | 1471,5   | 314,3 |       |      |                                  | 2,2                | 20,8                | 2,58  | 48,5                  | -12        |                    | 91  | 0,8                                      | 3,9 | 11,4 | 14,6 | 24,8 |
| 3889 рек                     | A <sub>1</sub> | 443-445,2; 445,7-446,2                       | 21.05.19    | устье        | 0,9452   | 1868   | 801,8 | 386,4 | -    | -                                | 2,5                | 22,3                | 2,673 | 74                    | -14        |                    | 86  | 0,8                                      | 4,2 | 14,1 | 17,1 | 26,3 |
| 5768 рек                     | A <sub>2</sub> | 457-458,5; 459-460,5                         | 21.05.19    | устье        | 0,9394   | 1408,1   | 623,2 | 308,9 |      |                                  | 2,4                | 22,5                | 2,605 | 76                    | -15        |                    | 89  | 1,1                                      | 3,9 | 13,9 | 16,5 | 25,8 |
| Среднее по Северному участку |                |  |             |              | 0,9408   | 1314   | 409   | 251   | 55   | 6                                | 2,2                | 20,5                | 1,93  | 66                    | -15        | 67                 | 113 | 1  | 4   | 11   | 17   | 23   |



| Центральный участок             |                         |  |          |       |        |        |       |       |       |     |      |      |       |     |     |    |     |     |     |      |      |      |
|---------------------------------|-------------------------|--|----------|-------|--------|--------|-------|-------|-------|-----|------|------|-------|-----|-----|----|-----|-----|-----|------|------|------|
| 1128                            | Б                       | 259-265<br>268-270<br>(изол.гор.Г<br>295-297<br>299-305) | 08.09.14 | глуб. | 0,939  | 805,0  | 180   | -     | -     | 7,0 | 1,0  | 18,2 | 1,16  | 64  | -15 | 69 | 99  | 0,6 | 3,5 | 11   | 16   | 20   |
| 200                             | A <sub>1</sub> +<br>Б   | 259-265<br>268-270<br>(изол.гор.Г<br>295-297<br>299-305) | 15.09.14 | глуб. | 0,921  | 754,0  | 163   | -     | -     | 5,0 | 2,4  | 21,7 | 1,12  | 62  | -16 | 71 | 95  | 1,0 | 4,0 | 11   | 16   | 21   |
| 3008                            | A <sub>1</sub> +Б       | 315.8-318.3<br>329.4-334.4                               | 15.08.13 | глуб. | 0,944  | -      | 250   | 105,0 | 55,2  |     |      |      | 0,26  |     | -20 |    | 198 |     |     | 0,3  |      | 17   |
| 414                             | A <sub>1</sub> +B       | 257.9-258.8<br>283-286.5                                 | 07.07.13 | глуб. | 0,949  | -      | 396   | 174,2 | 93,5  |     |      |      | 0,60  |     | -18 |    | 196 |     |     | 0,3  |      | 20   |
| 537                             | A <sub>1</sub> ,B       | 238.8-295.6  | 20.07.15 | глуб. | 0,9297 | -      | 361,4 | 193,6 | 112,4 | 6,0 | 1,8  | 22,0 | 1,15  | 99  | -16 | 63 | 92  | 0,4 | 3   | 12   | 15   | 22   |
| 1230                            | A <sub>1</sub> ,B<br>+B | 237-244,<br>263-268                                      | 17.07.15 | глуб. | 0,9300 | -      | 340,8 | 183,7 | 107,2 | 1,0 | 2,2  | 21,0 | 1,15  | 103 | -15 | 62 | 90  | 0,5 | 4   | 13   | 16   | 24   |
| 1343                            | A <sub>1</sub> ,B<br>+B | 233.3-263.8  | 14.08.15 | глуб. | 0,9221 | -      | 195,5 | 108,1 | 69,92 | 1,0 | 2,2  | 22,1 | 2,24  | 101 | -14 | 62 | 90  | 0,3 | 4   | 12   | 15   | 24   |
| 5483                            | A <sub>1</sub> ,B<br>+B | 251-257,<br>278-282                                      | 08.08.16 | глуб. | 0,9352 | -      | 213,7 | 120,9 | 73,6  | -   | 2,3  | 21,4 | 2,62  | -   | -15 | 62 | 90  | 0,6 | 4   | 13   | 16   | 24   |
| 1249                            | A <sub>1</sub> ,B<br>+B | 228.8-<br>262,7  | 01.10.16 | глуб. | 0,9279 | -      | 301,4 | 164,5 | 97,8  | 4,0 | 2,2  | 20,7 | 2,41  | 99  | -16 | 61 | 92  | 0,8 | 4,2 | 13   | 16   | 25   |
| 1911                            | A <sub>1</sub> ,B<br>+B | 268-268.5,<br>297.5-299.5                                | 03.07.18 | рек   | 0,9373 | 795,5  | 196,8 | -     | -     |     | 2    | 18,2 | 2,29  | 73  | -15 | 63 | 94  | 1,1 | 4,8 | 13,7 | 17   | 26,1 |
| 2402<br>рек                     | A <sub>1</sub>          | 276,5-<br>283  | 21.05.19 | устье | 0,9336 | 719,2  | 345   | 182,2 | -     | -   | 2,10 | 19,7 | 2,534 | 74  | -16 |    | 80  | 0,4 | 3,5 | 12,8 | 16   | 25,4 |
| 682<br>рек                      | A <sub>1</sub> +B<br>+B | 294-298;<br>322,8-<br>323,8                              | 21.05.19 | устье | 0,9349 | 1118,2 | 507,8 | 257,3 | -     | -   | 2,00 | 19,9 | 2,262 | 76  | -16 |    | 87  | 0,8 | 4,2 | 12,4 | 15,7 | 25,6 |
| Среднее по Центральному участку |                         |  |          |       | 0,9336 | 838    | 288   | 166   | 87    | 4   | 2,0  | 20,5 | 1,65  | 83  | -16 | 64 | 109 | 1   | 4   | 10   | 16   | 23   |
| Восточный участок               |                         |  |          |       |        |        |       |       |       |     |      |      |       |     |     |    |     |     |     |      |      |      |
| 2484                            | A <sub>1</sub>          | 259-298  | 31.08.13 | глуб. | 0,940  | -      | 356,0 | 147   | 73,5  |     |      |      | 0,25  |     | -11 |    | 190 |     |     | 1    |      | 15   |
| 2762                            | A <sub>1</sub>          | 250.3-254.4  | 26.12.12 | глуб. | 0,944  | -      | 378,5 | 155,6 | 76,2  |     |      |      | 0,88  |     | -10 |    | 199 |     |     | 0,5  |      | 13   |
| 3255                            | A <sub>1</sub>          | 227.1-228.8  | 24.07.14 | глуб. | 0,928  | 903    | 189,5 | -     | -     | 8,0 | 1,9  | 20,9 | 1,10  | 62  | -16 | 70 | 95  | 0,8 | 4,0 | 11   | 1    | 21   |
| 4622                            | A <sub>1</sub>          | 287.1-293.4  | 25.07.14 | устье | 0,947  |        | 359,0 | 170,5 |       |     |      |      |       |     | -18 |    |     |     |     |      |      |      |
| 3665                            | A <sub>1</sub> +B<br>+B | 286.9-<br>323.6  | 25.07.14 | устье | 0,947  | -      | 368,4 | 180,1 | -     |     |      |      |       |     | -19 |    |     |     |     |      |      |      |

|                                      |                         |   |          |       |               |               |              |              |            |          |             |              |              |           |            |           |            |            |            |             |             |             |
|--------------------------------------|-------------------------|---|----------|-------|---------------|---------------|--------------|--------------|------------|----------|-------------|--------------|--------------|-----------|------------|-----------|------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|
| 3723                                 | A <sub>1</sub> +B<br>+B | 248-283                                       | 11.08.14 | глуб. | 0,931         | 786           | 159,5        | -            | -          | 5,0      | 1,8         | 25,3         | 1,13         | 62        | -15        | 70        | 98         | 0,5        | 3,5        | 11          | 15          | 20          |
| 3673                                 | A <sub>1</sub> +B       | 271-277,<br>293,5-<br>295                     | 25.06.17 | глуб. | 0,9463        | 1957          | 397,4        |              |            |          | 2,1         | 22           | 225          |           | -17        | 62        | 95         | 0,5        | 3          | 12          | 12          | 24,5        |
| 5602                                 | A <sub>1</sub> +B       | 239.0 –<br>270.5                              | 15.07.17 | глуб. | 0,9386        | 1074          | 462,7        | 225          |            | 4,0      | 2,3         | 16,4         | 2,232        | 60        | -16        | 61        | 91         | 1,0        | 5,2        | 14,<br>7    | 17,3        | 26,4        |
| 2055                                 | A <sub>1</sub>          | 262-264,<br>265-268                           | 12.10.17 | глуб. | 0,9437        | 1473          | 329,4        |              |            |          | 2,7         | 20,9         | 2,303        | 100       | -16        | 61        | 92         | 1,9        | 4,1        | 13,<br>4    | 16,3        | 24,5        |
| 5680                                 | A <sub>1</sub>          | 243-<br>250,5                                 | 18.06.19 | глуб. | 0,9437        | 1765          | 761,9        | 369,5        | -          | -        | 2,7         | 21,8         | 2,41<br>1    | 76        | -18        |           | 56         | 1,1        | 3,9        | 13,9        | 16,5        | 25,8        |
| <b>Среднее по Восточному участку</b> |                         |   |          |       | <b>0,9409</b> | <b>1326</b>   | <b>376</b>   | <b>208</b>   | <b>75</b>  | <b>6</b> | <b>2,3</b>  | <b>21,2</b>  | <b>1,57</b>  | <b>72</b> | <b>-16</b> | <b>65</b> | <b>115</b> | <b>1</b>   | <b>4</b>   | <b>10</b>   | <b>13</b>   | <b>21</b>   |
| <b>Западный участок</b>              |                         |   |          |       |               |               |              |              |            |          |             |              |              |           |            |           |            |            |            |             |             |             |
| 6308                                 | A <sub>1</sub> +B       | 3094-<br>335,2                                | 11.09.14 | глуб. | 0,939         | 700           | 150,4        | -            | -          | 6,0      | 2,9         | 20,6         | 1,14         | 65        | -16        | 71        | 92         | 1          | 4,2        | 12          | 17          | 22          |
| 6287                                 | A <sub>1</sub> +B<br>+B | 312.1-343.5                                   | 25.07.14 | устье | 0,951         | -             | 400,2        | 196,3        | -          |          |             |              |              |           | -18        |           |            |            |            |             |             |             |
| 4015                                 | A <sub>1</sub> +B<br>+B | 328.6-341                                     | 18.09.15 | глуб. | 0,936         | -             | 220,5        | 124,3        | 108,5      | 5,0      | 2,2         | 19,3         | 2,30         | 102       | -13        | 62        | 90         | 0,6        | 4          | 12          | 15          | 24          |
| 4000                                 | A <sub>1</sub>          | 3427-<br>345,5, 350-<br>354,1                 | 25.06.17 | рек   | 0,9362        | 1387          | 301,5        |              |            | 4,0      | 1,9         | 25,2         | 2,010        | 65        | -17        |           | 91         | 1,3        | 4,8        | 13,<br>9    | 15,7        | 26,5        |
| 6268                                 | B+B                     | 331.5-333,<br>348-353,5                       | 25.06.17 | рек.  | 0,9392        | 1203          | 270,7        |              |            | 5,0      | 2,4         | 20,6         | 2,034        | 70        | -16        |           | 91         | 0,7        | 4,5        | 12,<br>9    | 15,7        | 24,5        |
| 667                                  | B+B                     | 359-360,3,<br>367,8-<br>369,1,<br>370,4-373,8 | 02.07.18 | рек.  | 0,9441        | 1220,5        | 247,7        |              |            |          | 2,5         | 20,9         | 2,27         | 63        | -15        | 63        | 81         | 0,3        | 3,2        | 12,4        | 15,6        | 25,34       |
| <b>Среднее по Западному участку</b>  |                         |   |          |       | <b>0,9409</b> | <b>1127,6</b> | <b>265,2</b> | <b>160,3</b> | <b>109</b> | <b>5</b> | <b>2,38</b> | <b>21,32</b> | <b>1,950</b> | <b>73</b> | <b>-16</b> | <b>65</b> | <b>89</b>  | <b>0,8</b> | <b>4,1</b> | <b>12,6</b> | <b>15,8</b> | <b>24,5</b> |
| <b>Среднее по I объекту</b>          |                         |   |          |       | <b>0,9391</b> | <b>1151</b>   | <b>335</b>   | <b>196</b>   | <b>82</b>  | <b>5</b> | <b>2,2</b>  | <b>20,9</b>  | <b>1,78</b>  | <b>74</b> | <b>-16</b> | <b>65</b> | <b>107</b> | <b>1</b>   | <b>4</b>   | <b>11</b>   | <b>15</b>   | <b>23</b>   |
| <b>II объект</b>                     |                         |   |          |       |               |               |              |              |            |          |             |              |              |           |            |           |            |            |            |             |             |             |
| <b>Восточный участок</b>             |                         |   |          |       |               |               |              |              |            |          |             |              |              |           |            |           |            |            |            |             |             |             |
| 1666                                 | Г                       | 279-286                                       | 25.07.14 | устье | 0,950         | -             | 390,0        | 184,2        | -          |          |             |              |              |           | -19        |           |            |            |            |             |             |             |
| 2325                                 | Г                       | 304-314,5                                     | 20.10.17 | устье | 0,951         | -             | 478,7        | 293,6        | -          |          |             | 30,5         | -            |           | -18        |           | 203        |            |            |             |             | 15          |
| 2876                                 | Г                       | 422.3-426,3                                   | 05.08.14 | устье | 0,955         | -             | 398,5        | 203,4        | -          |          |             |              |              |           |            |           |            |            |            |             |             |             |
| 2960                                 | Г                       | 322.7-328,7                                   | 20.08.13 | глуб. | 0,930         | -             | 275,0        | 105          | -          |          |             |              | 0,43         |           | -19        |           | 180        |            |            | 2,5         |             | 18          |
| 2982                                 | Г                       | 315.4-323,8                                   | 06.08.14 | глуб. | 0,930         | 547,0         | 130,4        |              | 3,0        |          | 1,4         | 26,7         | 1,16         | 63        | -15        | 71        | 97         | 0,5        | 3,5        | 11          | 16          | 20          |
| 3355                                 | Г                       | 278.8-290,2                                   | 01.09.14 | глуб. | 0,931         | 761,5         | 160,1        | -            | -          | 7,0      | 1,7         | 27,0         | 1,14         | 63        | -16        | 70        | 99         | 0,3        | 3,0        | 10          | 15          | 20          |
| 4677                                 | Г                       | 296.2-304,2                                   | 02.07.13 | глуб. | 0,948         | -             | 396,0        | 178,5        | 79,6       |          |             |              | 0,76         |           | -19        |           | 198        |            |            | 0,2         |             | 22          |

|                                 |     |                             |          |       |               |             |            |            |           |            |            |             |              |           |            |           |            |          |          |           |           |           |
|---------------------------------|-----|-----------------------------|----------|-------|---------------|-------------|------------|------------|-----------|------------|------------|-------------|--------------|-----------|------------|-----------|------------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|
| 4684                            | Г   | 306-309,6                   | 25.07.14 | устье | 0,946         | -           | 364,5      |            | -         |            |            |             |              |           | -18        |           |            |          |          |           |           |           |
| 5277                            | Г   | 293-306,6                   | 22.08.13 | глуб. | 0,936         | -           | 315,0      | 125        | 39,5      |            |            |             | 0,26         |           | -16        |           | 188        |          |          | 2,0       |           | 16        |
| 3659                            | Г   | 299-314                     | 01.08.13 | глуб. | 0,940         | -           | 255,5      | 113,5      | 61,0      |            |            |             | 0,10         |           | -23        |           | 199        |          |          | 0,1       |           | 22        |
| 1565                            | Г   | 279,5-283                   | 26.06.17 | глуб. | 0,9419        | 1595        | 700,2      | 344,8      |           |            | 2,2        | 20,7        | 2,35         |           | -16        | 63        | 92         | 0,8      | 4,2      | 13,1      | 16,2      | 25,4      |
| 3647<br>***<br>рек              | Г   | 303,5-304,4;<br>306,5-307,2 | 21.05.19 | устье | 0,9314        | 1236        | 555,2      | 278,6      |           |            | 2,2        | 20,9        | 2,55         | 76        | -15        |           | 87         | 0,9      | 4,1      | 13,8      | 17,1      | 27        |
| Среднее по Восточному участку   |     |                             |          |       | <b>0,9409</b> | <b>1035</b> | <b>368</b> | <b>203</b> | <b>46</b> | <b>7</b>   | <b>1,9</b> | <b>25,2</b> | <b>1,09</b>  | <b>67</b> | <b>-18</b> | <b>68</b> | <b>149</b> | <b>1</b> | <b>4</b> | <b>7</b>  | <b>16</b> | <b>21</b> |
| <i>Центральный участок</i>      |     |                             |          |       |               |             |            |            |           |            |            |             |              |           |            |           |            |          |          |           |           |           |
| 416                             | Г   | 296-318                     | 30.07.14 | устье | 0,943         |             | 375,3      | 185,7      | -         |            |            |             |              |           |            |           |            |          |          |           |           |           |
| 6566                            | Г   | 340,7-345,6                 | 01.12.12 | глуб. | 0,946         | -           | 354,2      | 152,5      | 69,5      |            |            |             | 0,99         |           | -11        |           | 196        |          |          | 1,5       |           | 15        |
| 6562                            | Г+Д | 346,5-377,8                 | 09.07.13 | глуб. | 0,938         | -           | 195,6      | 79,5       | 47,52     |            |            |             | 0,19         |           | -21        |           | 195        |          |          | 0,2       |           | 22        |
| 2637                            | Г+Д | 278,1-310,3                 | 24.07.15 | глуб. | 0,9313        | -           | 354,6      | 190,3      | 110,7     | 4,0        | 2,1        | 21,1        | 1,17         | 100       | -15        |           | 91         | 0,5      | 4        | 13        | 16        | 24        |
| 416                             | Г   | 296-318                     | 25.06.17 | рек.  | 0,9459        | 1851        | 298,8      |            |           | 3,0        | 2,9        | 17,8        | 2,426        | 80        | -16        |           | 94         | 0,6      | 3,2      | 12,3      | 15,2      | 25,4      |
| 3030                            | Г   | 349,8-365,1                 | 21.07.17 | глуб. | 0,9388        | 1231        | 280,9      |            |           | 3,0        | 2,7        | 22,1        | 2,277        | 100       | -15        | 63        | 93         | 2,0      | 5,2      | 15,4      | 18,3      | 26,7      |
| 1936                            | Г   | 296,9-299,1;<br>299,7-307,2 | 03.07.18 | рек   | 0,9451        | 1700        | 354,1      |            |           |            | 2,8        | 21,30       | 3,11         | 49        | -12        |           | 91         | 1,2      | 4,8      | 13,1      | 16,2      | 25,3      |
| 1272                            | Г   | 291,6-313                   | 03.07.18 | рек   | 0,9408        | 1080,4      | 249,9      |            |           |            | 2,3        | 21,20       | 3,00         | 42,5      | -16        |           | 91         | 1        | 4,8      | 13,5      | 16,8      | 25,8      |
| 3787<br>рек                     | Г+Д | 298,7-326,3                 | 21.05.19 | рек   | 0,9402        | 1328,7      | 591,9      | 294,9      |           |            | 2,5        | 22,4        | 2,625        | 76        | -15        |           | 89         | 1,3      | 3,9      | 13,7      | 16,6      | 25,8      |
| Среднее по Центральному участку |     |                             |          |       | <b>0,9410</b> | <b>1438</b> | <b>339</b> | <b>181</b> | <b>76</b> | <b>3</b>   | <b>2,6</b> | <b>21,0</b> | <b>2,0</b>   | <b>75</b> | <b>-15</b> | <b>63</b> | <b>118</b> | <b>1</b> | <b>4</b> | <b>10</b> | <b>17</b> | <b>24</b> |
| <i>Западный участок</i>         |     |                             |          |       |               |             |            |            |           |            |            |             |              |           |            |           |            |          |          |           |           |           |
| 925                             | Г   | 338,1-357,4                 | 25.07.14 | устье | 0,951         |             | 431,0      | 201,5      | -         |            |            |             |              |           | -17        |           |            |          |          |           |           |           |
| 927                             | Г   | 337,5-355,3                 | 25.06.17 | рек   | 0,9420        | 1495        | 321,2      |            |           | 5,0        | 2,0        | 21,5        | 2,215        | 60        | -16        |           | 92         | 1,1      | 5,2      | 13,8      | 16,9      | 26,1      |
| 925                             | Г   | 338,1-357,4                 | 25.06.17 | рек.  | 0,9463        | 1728        | 359,8      |            |           | 4,0        | 2,2        | 20,9        | 2,597        | 80        | -15        |           | 93         | 0,9      | 4,7      | 13,6      | 16,9      | 26,0      |
| 2213                            | Г   | 321-323,<br>329-336         | 03.07.18 | рек.  | 0,9384        | 853,7       | 207,6      |            |           |            | 2,7        | 19,5        | 2,90         | 34,5      | -15        |           | 94         | 1,3      | 5,5      | 14,2      | 16,2      | 25,5      |
| Среднее по Западному участку    |     |                             |          |       | <b>0,9464</b> | <b>1612</b> | <b>371</b> | <b>202</b> |           | <b>5</b>   | <b>2,1</b> | <b>21,2</b> | <b>2,406</b> | <b>70</b> | <b>-16</b> |           | <b>93</b>  | <b>1</b> | <b>5</b> | <b>14</b> | <b>17</b> | <b>26</b> |
| Среднее по II объекту           |     |                             |          |       | <b>0,9428</b> | <b>1362</b> | <b>359</b> | <b>195</b> | <b>61</b> | <b>5,0</b> | <b>2,2</b> | <b>22,5</b> | <b>1,83</b>  | <b>71</b> | <b>-16</b> | <b>66</b> | <b>120</b> | <b>1</b> | <b>4</b> | <b>10</b> | <b>17</b> | <b>24</b> |

| III объект                    |                       |                               |          |         |        |        |       |       |      |     |     |      |       |     |     |    |     |     |     |      |      |      |
|-------------------------------|-----------------------|-------------------------------|----------|---------|--------|--------|-------|-------|------|-----|-----|------|-------|-----|-----|----|-----|-----|-----|------|------|------|
| Восточный участок             |                       |                               |          |         |        |        |       |       |      |     |     |      |       |     |     |    |     |     |     |      |      |      |
| 1685                          | Д <sub>2</sub>        | 328-340                       | 2010г    | устье   | 0,949  | -      | 332,8 | 178,8 |      |     |     | 26   | -     |     | -18 |    | 206 |     |     |      |      | 15,5 |
| 4812                          | Д <sub>2</sub>        | 3105-334                      | 25.07.14 | устье   | 0,941  | -      | 354,5 | 171,2 |      |     |     |      |       |     |     |    |     |     |     |      |      |      |
| 7409                          | Д <sub>2</sub>        | 322.0-338.0                   | 08.09.15 | глуб.   | 0,9289 | -      | 362,6 | 194,2 | 11   | 1,0 | 2,1 | 20   | 2,11  | 104 | -15 | 63 | 92  | 0,7 | 4   | 13   | 16   | 24   |
| 7011                          | Д <sub>2</sub>        | 324,0-347,0                   | 26.07.17 | глуб.   | 0,9418 | 1374,8 | 311,9 |       |      |     | 2,7 | 21,3 | 1,845 | 105 | -15 |    | 92  | 1,2 | 4,2 | 13,9 | 16,7 | 24,5 |
| 7112                          | Д <sub>2</sub> , Ю-I  | 317-332 340-346               | 25.07.14 | устье   | 0,9480 | -      | 369,5 | 179,0 |      |     |     |      |       |     | -18 |    |     |     |     |      |      |      |
| 4485                          | Д <sub>2</sub> + Ю-I  | 3214-3522                     | 02.09.15 | глуб.   | 0,9313 |        | 287,3 | 162,0 | 92,4 | 5,0 | 1,8 | 22   | 2,29  | 102 | -14 | 62 | 94  | 0,5 | 4   | 12   | 15   | 23   |
| 4872                          | Д <sub>2</sub> (Ю-Д)  | 3294-337 3427-3528            | 08.09.15 | глуб.   | 0,9370 |        | 311,5 | 169,4 | 99,7 | 6,0 | 2,1 | 19   | 2,20  | 101 | -13 | 61 | 91  | 0,5 | 4   | 12   | 15   | 24   |
| 4988                          | Ю-I Ю-II              | 3593-421                      | 25.07.14 | устье   | 0,930  | -      | 342,5 | 154,7 |      |     |     |      |       |     | -20 |    |     |     |     |      |      |      |
| 7112                          | Д <sub>2</sub> + Ю-I  | 317-322, 328-332, 340-346     | 25.06.17 | реко м. | 0,9392 | 1138   | 263,2 |       |      | 6,0 | 2,6 | 21,0 | 2,095 | 70  | -16 |    | 93  | 1,5 | 4,9 | 14,8 | 17,6 | 25,3 |
| 1384                          | Г+Д <sub>2</sub> +Ю-I | 281-284,5; 322-328; 334-335   | 24.06.17 | реко м. | 0,9388 | 1163   | 266,1 |       |      |     | 2,4 | 16,3 | 2,116 | 60  | -15 |    | 90  | 0,9 | 3,3 | 12,5 | 15,7 | 24,6 |
| 7020                          | Д <sub>2</sub> + Ю-I  | 316-326, 329-332, 352-369     | 03.07.18 | рек     | 0,9364 | 824,2  | 202,6 |       |      |     | 1,9 | 18,3 | 2,21  | 74  | -15 | 63 | 89  | 1,5 | 5   | 14   | 17,6 | 26,3 |
| 7248                          | Д <sub>2</sub> + Ю-I  | 315-327,5, 345,5-347, 348-354 | 03.07.18 | рек     | 0,9344 | 826,4  | 202,2 |       |      |     | 2   | 18,6 | 2,28  | 80  | -15 | 62 | 94  | 1,2 | 4,9 | 13,9 | 17,5 | 26,2 |
| 4715 рек                      | Д <sub>2</sub>        | 329,3-343; 343,4-345,2        | 21.05.19 | рек     | 0,9386 | 1398,7 | 635,2 | 307,2 |      |     | 2,3 | 21,3 | 2,542 | 74  | -16 |    | 89  | 1,1 | 4,8 | 15,1 | 18,3 | 26,9 |
| 7307                          | Д <sub>2</sub>        | 329-336                       | 04.07.19 | глуб.   | 0,9356 | 1572   | 702,5 | 334,7 |      |     | 2,6 | 21,5 | 2,321 | 78  | -18 |    | 85  | 0,9 | 3,8 | 13,8 | 17,5 | 25,8 |
| 6116 рек                      | Ю-I                   | 429-430; 436-440              | 21.05.19 | рек     | 0,9462 | 1632,7 | 710,8 | 347,3 |      |     | 2,5 | 22,9 | 2,544 | 76  | -15 |    | 86  | 0,3 | 3,1 | 12,7 | 15,4 | 25,7 |
| Среднее по Восточному участку |                       |                               |          |         | 0,9384 | 1241   | 377   | 220   | 68   | 5   | 2,3 | 20,7 | 2,23  | 84  | -16 | 62 | 100 | 1   | 4   | 13   | 17   | 24   |
| Центральный участок           |                       |                               |          |         |        |        |       |       |      |     |     |      |       |     |     |    |     |     |     |      |      |      |
| 709                           | Ю-I                   | 385-400                       | 03.07.18 | рек     | 0,9371 | 996,9  | 233,9 |       |      |     | 2,2 | 19,2 | 2,471 | 59  | -15 | 62 | 93  | 0,9 | 4,7 | 13,6 | 16,9 | 26   |

| Западный участок             |             |                                     |          |       |               |               |              |              |             |            |             |              |             |             |            |           |            |            |            |            |             |             |
|------------------------------|-------------|-------------------------------------|----------|-------|---------------|---------------|--------------|--------------|-------------|------------|-------------|--------------|-------------|-------------|------------|-----------|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|
| 1056                         | Ю-I         | 4168-4407                           | 1908.14  | глуб. | 0,915         | 754,0         | 154,5        |              |             | 6,0        | 1,6         | 26           | 1,01        | 60          | -17        | 71        | 93         | 1,0        | 4,5        | 12         | 17          | 22          |
| 5024                         | Ю-I         | 3544-3652                           | 15.10.16 | глуб. | 0,9312        |               | 294,7        | 161,2        | 95,3        | 4,0        | 2,5         | 21           | 2,33        | 101         | -15        | 62        | 90         | 0,6        | 3,5        | 12         | 15          | 22          |
| 6024                         | Ю-I<br>Ю-II | 3945-449                            | 25.06.13 | глуб. | 0,928         | -             | 175,0        | 59,5         |             |            |             |              | 0,33        |             | -22        |           | 170        |            |            | 2,4        |             | 20          |
| 6036                         | Ю-I<br>Ю-II | -                                   | 25.07.14 | устье | 0,930         |               | 335,6        | 150,1        |             |            |             |              |             |             | -20        |           |            |            |            |            |             |             |
| 6034                         | Ю-I<br>Ю-II | 404.6-415.2                         | 02.12.12 | глуб. | 0,935         | -             | 211,5        | 87,6         |             |            |             |              | 0,95        |             | -18        |           | 185        |            |            | 2,3        |             | 19          |
| 730                          | Ю-I<br>Ю-II | 391-417                             | 14.09.14 | глуб. | 0,939         | 785,0         | 174,0        |              |             | 8,0        | 2,0         | 22           | 1,17        | 65          | -15        | 72        | 99         | 0,3        | 3,0        | 10         | 15          | 20          |
| 6007                         | Ю-I<br>Ю-II | 413-414,<br>415-417,<br>448.2-451.2 | 03.07.18 | рек   | 0,9516        | 1478,<br>2    | 332,8        |              |             |            | 2,6         | 23,2         | 2,10        | 50,5        | -13        |           | 91         | 1          | 4,9        | 13,<br>2   | 16,7        | 26,3        |
| 6115                         | Ю-I         | 431-433,<br>434-435,<br>436-440     | 03.07.18 | рек   | 0,9431        | 1449,<br>8    | 313,9        |              |             |            | 2,4         | 21,3         | 3,03        | 60,5        | -13        |           | 91         | 0,9        | 4,3        | 12,<br>9   | 15,8        | 25,3        |
| Среднее по Западному участку |             |                                     |          |       | <b>0,9341</b> | <b>1116,8</b> | <b>249,0</b> | <b>114,6</b> | <b>95,3</b> | <b>6,0</b> | <b>2,22</b> | <b>22,70</b> | <b>1,56</b> | <b>67,4</b> | <b>-17</b> | <b>68</b> | <b>117</b> | <b>0,8</b> | <b>4,0</b> | <b>9,3</b> | <b>15,9</b> | <b>22,1</b> |
| Среднее по III объекту       |             |                                     |          |       | <b>0,9365</b> | <b>1118</b>   | <b>287</b>   | <b>167</b>   | <b>82</b>   | <b>6</b>   | <b>2,2</b>  | <b>20,9</b>  | <b>2,09</b> | <b>70</b>   | <b>-16</b> | <b>64</b> | <b>103</b> | <b>1</b>   | <b>4</b>   | <b>12</b>  | <b>17</b>   | <b>24</b>   |
| IV объект                    |             |                                     |          |       |               |               |              |              |             |            |             |              |             |             |            |           |            |            |            |            |             |             |
| Центральный участок          |             |                                     |          |       |               |               |              |              |             |            |             |              |             |             |            |           |            |            |            |            |             |             |
| 6-К<br>рек                   | ГЮЗ         | 314-318                             | 01.02.19 | рек   | 0,9415        | 1448,6        | 640,2        | 315,6        |             |            | 2,10        | 21,7         | 2,287       | 66          | -16        |           | 82         | 0,5        | 3,9        | 13,1       | 16,4        | 26,1        |
| 513<br>рек                   | ЮЗ          | 313-317,5                           | 01.02.19 | рек   | 0,9352        | 889,0         | 417,7        | 216,4        |             |            | 2,30        | 20,5         | 2,232       | 76          | -16        |           | 82         | 0,3        | 3,0        | 12,4       | 15,7        | 25,3        |
| 2131                         | ЮЗ          | 334-350                             | 11.08.19 | глуб. | 0,9306        | 1345          | 642,5        | 278,3        |             |            | 2,3         | 21,1         | 2,452       | 78          | -18        |           | 82         | 1,1        | 4,1        | 14,1       | 17,8        | 26,5        |
| 5080<br>*                    | ЮЗ          | 341-354                             | 30.04.21 | рек   | 0,9390        | 786,5         | 371,5        | 194,6        |             |            | 1,9         | 17,8         | 2,424       | 80          | -18        |           | 87         | 0,5        | 1,8        | 2,4        | 6,8         | 16,7        |
| Среднее по IV объекту        |             |                                     |          |       | <b>0,9358</b> | <b>1228</b>   | <b>567</b>   | <b>270</b>   |             |            | <b>2,2</b>  | <b>21,1</b>  | <b>2,3</b>  | <b>73</b>   | <b>-17</b> |           | <b>82</b>  | <b>0,6</b> | <b>4</b>   | <b>13</b>  | <b>17</b>   | <b>26</b>   |

\*- результаты отбракованы

Таблица 2.2.7 - Физико-химические свойства дегазированной нефти по объектам разработки

| Наименование  |              | На дату проектирования документа УПР 2009 [2] |    |                    |                  | На дату настоящего отчета      |    |                    |                  |
|---|--------------|---|----|--------------------|------------------|--------------------------------|----|--------------------|------------------|
|   |              | Количество исследованных<br>ых                |    | Диапазон изменения | Среднее значение | Количество исследованных<br>ых |    | Диапазон изменения | Среднее значение |
|   |              |   |    |                    |                  |                                |    |                    |                  |
| I объект (пласты А, Б, В - север, восток, запад, центр) |              |   |    |                    |                  |                                |    |                    |                  |
| Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>                  |              | 24  | 35 | 0,9319-0,9490      | 0,9384           | 39                             | 39 | 0,9210-0,9540      | 0,9391           |
| Вязкость, мПа*с   |              |   |    |                    |                  |                                |    |                    |                  |
| при 20 °С   |              | 5   | 5  | 825,4-1378,6       | 922,1            | 23                             | 23 | 700,0-1957,0       | 1151             |
| при 50 °С   |              | 16  | 21 | 97,7-256,0         | 141,4            | 22                             | 23 | 105,0-354,6        | 196              |
| Температура застывания, °С                              |              | 14  | 24 | -5 - -27           | -17              | 37                             | 38 | -10 - -20          | -16              |
| Массовое содержание, %                                  | Серы         | 8   | 8  | 1,30-2,00          | 1,72             | 34                             | 35 | 0,25-2,62          | 1,78             |
|   | Смол-асфальт | 10  | 10 | 18,0-34,6          | 25,9             | 29                             | 29 | 16,6-25,3          | 20,9             |
|   | Парафинов    | 8   | 8  | 0,3-3,6            | 1,7              | 29                             | 29 | 1,0-2,9            | 2,2              |
| Объемный выход фракций, %                               | до 200 °С    | 6   | 6  | 0,7-4,5            | 2,2              | 34                             | 35 | 0,3-14,7           | 11               |
|   | до 300 °С    | 11  | 12 | 14,5-22,5          | 18,5             | 34                             | 35 | 13,0-26,5          | 23               |
| II объект (пласты Г, Д - восток, запад, центр)          |              |   |    |                    |                  |                                |    |                    |                  |
| Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>                  |              | 61  | 71 | 0,9230-0,9540      | 0,9382           | 25                             | 25 | 0,9300-0,9550      | 0,9428           |
| Вязкость, мПа*с   |              |   |    |                    |                  |                                |    |                    |                  |
| при 20 °С   |              | 33  | 34 | 614,4-1849,0       | 1161,9           | 12                             | 12 | 547,0-1851,0       | 1362             |
| при 50 °С   |              | 49  | 57 | 64,1-350,7         | 152,1            | 15                             | 15 | 105,0-344,8        | 195              |
| Температура застывания, °С                              |              | 50  | 56 | -10 - -23          | -17              | 22                             | 23 | -11 - -23          | -16              |
| Массовое содержание, %                                  | Серы         | 3   | 5  | 1,00-2,30          | 1,61             | 19                             | 19 | 0,10-3,11          | 1,83             |
|   | Смол-асфальт | 8   | 9  | 23,1-33,3          | 27,2             | 14                             | 14 | 17,80-30,50        | 22,5             |
|   | Парафинов    | 10  | 12 | 0,8-2,2            | 1,6              | 13                             | 13 | 1,4-2,9            | 2,2              |
| Объемный выход фракций, %                               | до 200 °С    | 9   | 10 | 0,5-2,5            | 1,6              | 19                             | 19 | 0,1-15,4           | 10               |
|   | до 300 °С    | 42  | 46 | 14,5-30,0          | 19,1             | 20                             | 20 | 15,0-26,7          | 24               |
| III объект (пласты Ю-I, Ю-II - восток, запад, центр)    |              |   |    |                    |                  |                                |    |                    |                  |
| Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>                  |              | 16  | 26 | 0,9260-0,9500      | 0,9386           | 24                             | 24 | 0,9150-0,9516      | 0,9365           |
| Вязкость, мПа*с   |              |   |    |                    |                  |                                |    |                    |                  |
| при 20 °С   |              | 6   | 6  | 614,4-1272,9       | 920,4            | 13                             | 13 | 754,0-1478,2       | 1118             |
| при 50 °С   |              | 10  | 13 | 76,8-219,5         | 149,0            | 14                             | 14 | 59,5-194,2         | 167              |
| Температура застывания, °С                              |              | 13  | 15 | -10 - -23          | -16              | 23                             | 23 | -13 - -22          | -16              |
| Массовое содержание, %                                  | Серы         | 4   | 5  | 0,90-2,40          | 1,68             | 19                             | 19 | 0,33-3,03          | 2,09             |
|   | Смол-асфальт | 8   | 9  | 22,5-34,4          | 28,7             | 18                             | 18 | 16,3-26,0          | 20,9             |
|   | Парафинов    | 7   | 7  | 1,0-2,2            | 1,8              | 17                             | 17 | 1,6-2,7            | 2,2              |
| Объемный выход фракций, %                               | до 200 °С    | 3   | 5  | 2,0-2,8            | 2,4              | 19                             | 19 | 2,3-14,8           | 12               |
|   | до 300 °С    | 9   | 12 | 15,0-23,5          | 18,9             | 20                             | 20 | 15,5-26,3          | 24               |
| IV объект (пласт Ю-III - центр)                         |              |   |    |                    |                  |                                |    |                    |                  |
| Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>                  |              | -   | -  | -                  | -                | 3                              | 3  | 0,9306-0,9415      | 0,9358           |
| Вязкость, мПа*с   |              |   |    |                    |                  |                                |    |                    |                  |
| при 20 °С   |              | -   | -  | -                  | -                | 3                              | 3  | 889-1448,6         | 1228             |
| при 50 °С   |              | -   | -  | -                  | -                | 3                              | 3  | -                  | -                |
| Температура застывания, °С                              |              | -   | -  | -                  | -                | 3                              | 3  | -16 - -18          | -17              |
| Массовое содержание, %                                  | Серы         | -   | -  | -                  | -                | 3                              | 3  | 2,232-2,452        | 2,3              |
|   | Смол-асфальт | -   | -  | -                  | -                | 3                              | 3  | 20,5-21,7          | 21,1             |
|   | Парафинов    | -   | -  | -                  | -                | 3                              | 3  | 2,1-2,3            | 2,2              |
| Объемный выход фракций, %                               | до 200 °С    | -   | -  | -                  | -                | 3                              | 3  | 12,4-14,1          | 13               |
|   | до 300 °С    | -   | -  | -                  | -                | 3                              | 3  | 25,3-26,5          | 26               |



Таблица 2.2.8– Сравнение свойств пластовой воды по объектам разработки

| Наименование                   | На дату проектирования УПР 2009 г. |      |                       |                     | На дату отчета           |      |                       |                     |
|--------------------------------|------------------------------------|------|-----------------------|---------------------|--------------------------|------|-----------------------|---------------------|
|                                | Количество исследованных           |      | Диапазон<br>изменения | Среднее<br>значение | Количество исследованных |      | Диапазон<br>изменения | Среднее<br>значение |
|                                | скважин                            | проб |                       |                     | скважин                  | проб |                       |                     |
| I-объект                       |                                    |      |                       |                     |                          |      |                       |                     |
| в) Пластовая вода              | -                                  | -    | -                     | -                   | -                        | -    | -                     | -                   |
| Газосодержание, м³/т           | -                                  | -    | -                     | -                   | -                        | -    | -                     | -                   |
| в т.ч. сероводорода, м³/т      | -                                  | -    | -                     | -                   | -                        | -    | -                     | -                   |
| Объемный коэффициент, доли ед. | -                                  | -    | -                     | -                   | -                        | -    | -                     | -                   |
| Вязкость, мПа×с                | -                                  | -    | -                     | -                   | 4                        | 4    | 0,660-0,678           | 0,67                |
| Общая минерализация, г/л       | 8                                  | 8    | 34,8-51,6             | 40,9                | 7                        | 7    | 24,3-39,2             | 32,8                |
| Плотность, кг/м³               | 8                                  | 8    | 1025-1038             | 1031                | 7                        | 7    | 1016-1028             | 1024                |
| II -объект                     |                                    |      |                       |                     |                          |      |                       |                     |
| в) Пластовая вода              | -                                  | -    | -                     | -                   | -                        | -    | -                     | -                   |
| Газосодержание, м³/т           | -                                  | -    | -                     | -                   | -                        | -    | -                     | -                   |
| в т.ч. сероводорода, м³/т      | -                                  | -    | -                     | -                   | -                        | -    | -                     | -                   |
| Объемный коэффициент, доли ед. | -                                  | -    | -                     | -                   | -                        | -    | -                     | -                   |
| Вязкость, мПа×с                | -                                  | -    | -                     | -                   | 3                        | 3    | 0,662-0,676           | 0,67                |
| Общая минерализация, г/л       | 6                                  | 6    | 37,4-52,8             | 44,5                | 20                       | 20   | 24,0-42,2             | 35,4                |
| Плотность, кг/м³               | 6                                  | 6    | 1028-1041             | 1033                | 20                       | 20   | 1019-1030             | 1025                |
| III -объект                    |                                    |      |                       |                     |                          |      |                       |                     |
| в) Пластовая вода              | -                                  | -    | -                     | -                   | -                        | -    | -                     | -                   |
| Газосодержание, м³/т           | -                                  | -    | -                     | -                   | -                        | -    | -                     | -                   |
| в т.ч. сероводорода, м³/т      | -                                  | -    | -                     | -                   | -                        | -    | -                     | -                   |
| Объемный коэффициент, доли ед. | -                                  | -    | -                     | -                   | -                        | -    | -                     | -                   |
| Вязкость, мПа×с                | -                                  | -    | -                     | -                   | 2                        | 2    | 0,664-0,677           | 0,67                |
| Общая минерализация, г/л       | 4                                  | 4    | 37,0-66,3             | 48,1                | 5                        | 5    | 29,4-38,8             | 35,5                |
| Плотность, кг/м³               | 4                                  | 4    | 1028-1044             | 1035                | 5                        | 5    | 1023-1040             | 1029                |

Таблица 2.2.9– Сравнение характеристик и содержания ионов и примесей в пластовой воде объектам разработки

| Характеристика   |         | На дату проектирования УПР 2009 г. |      |                    | На дату выдачи отчета |                          |      |                    |                  |
|--|---------|------------------------------------|------|--------------------|-----------------------|--------------------------|------|--------------------|------------------|
|  |         | Количество исследованных           |      | Диапазон изменения | Среднее значение      | Количество исследованных |      | Диапазон изменения | Среднее значение |
|  |         | скважин                            | проб |                    |                       | скважин                  | проб |                    |                  |
| I-объект   |         |                                    |      |                    |                       |                          |      |                    |                  |
| Газосодержание, м³/м³  |         | -                                  | -    | -                  | -                     | -                        | -    | -                  |                  |
| Содержание сероводорода в составе водорастворенного газа, % (об.)      |         | -                                  | -    | -                  | -                     | -                        | -    | -                  |                  |
| Содержание двуокиси углерода в составе водорастворенного газа, % (об.) |         | -                                  | -    | -                  | -                     | -                        | -    | -                  |                  |
| Содержание углеводородов в составе водорастворенного газа, % (об.)     |         | -                                  | -    | -                  | -                     | -                        | -    | -                  |                  |
| Объемный коэффициент, доли ед.   |         | -                                  | -    | -                  | -                     | -                        | -    | -                  |                  |
| Плотность, кг/м³   |         | 8                                  | 8    | 1025-1038          | 1031                  | 7                        | 7    | 1016-1028          | 1024             |
| Вязкость, мПа·с  |         | -                                  | -    | -                  | -                     | 4                        | 4    | 0,660-0,678        | 0,67             |
| Общая минерализация, г/дм³   |         | 8                                  | 8    | 34,8-51,6          | 40,9                  | 7                        | 7    | 24,3-39,2          | 32,8             |
| Примеси, мг/дм³  |         | -                                  | -    | -                  | -                     | -                        | -    | -                  | -                |
| Водородный показатель (pH)   |         | 4                                  | 4    | 6,5-7              | 6,7                   | 7                        | 7    | 6,3-7,0            | 6,8              |
| Содержание ионов, г/дм³  | Cl⁻     | 8                                  | 8    | 21,3-31,7          | 25,6                  | 7                        | 7    | 14,2-22,7          | 19,8             |
|  | SO₄²⁻   | 8                                  | 8    | 0,0038-0,0384      | 0,0137                | 7                        | 7    | 0-15,6             | 2,2              |
|  | HCO₃⁻   | 8                                  | 8    | 0,1-0,35           | 0,21                  | 7                        | 7    | 0,28-0,96          | 0,55             |
|  | Ca²⁺    | 8                                  | 8    | 1,0-1,8            | 1,4                   | 7                        | 7    | 0,7-1,4            | 1,08             |
|  | Mg²⁺    | 8                                  | 8    | 0,09-0,73          | 0,5                   | 7                        | 7    | 0,34-0,61          | 0,48             |
|  | Na⁺+ K⁺ | 8                                  | 8    | 11,8-18,3          | 13,2                  | 7                        | 7    | 8,1-13,3           | 10,9             |
| II -объект   |         |                                    |      |                    |                       |                          |      |                    |                  |
| Газосодержание, м³/м³  |         | -                                  | -    | -                  | -                     | -                        | -    | -                  |                  |
| Содержание сероводорода в составе водорастворенного газа, % (об.)      |         | -                                  | -    | -                  | -                     | -                        | -    | -                  |                  |
| Содержание двуокиси углерода в составе водорастворенного газа, % (об.) |         | -                                  | -    | -                  | -                     | -                        | -    | -                  |                  |
| Содержание углеводородов в составе водорастворенного газа, % (об.)     |         | -                                  | -    | -                  | -                     | -                        | -    | -                  |                  |
| Объемный коэффициент, доли ед.   |         | -                                  | -    | -                  | -                     | -                        | -    | -                  |                  |
| Плотность, кг/м³   |         | 6                                  | 6    | 1028-1041          | 1033                  | 20                       | 20   | 1019-1030          | 1025             |
| Вязкость, мПа·с  |         | -                                  | -    | -                  | -                     | 3                        | 3    | 0,662-0,676        | 0,67             |
| Общая минерализация, г/дм³   |         | 6                                  | 6    | 37,4-52,8          | 44,5                  | 20                       | 20   | 24,0-42,2          | 35,4             |
| Примеси, мг/дм³  |         | -                                  | -    | -                  | -                     | -                        | -    | -                  | -                |
| Водородный показатель (pH)   |         | 1                                  | 1    | 7,0                | 7,0                   | 20                       | 20   | 6,5-7,0            | 6,7              |



|  |                                  |   |   |             |       |    |    |             |      |
|--|----------------------------------|---|---|-------------|-------|----|----|-------------|------|
| Содержание ионов, г/дм <sup>3</sup>                                    | Cl <sup>-</sup>                  | 6 | 6 | 22,1-32,6   | 26,9  | 20 | 20 | 14,7-25,8   | 21,5 |
|  | SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>    | 6 | 6 | 0,0048-0,59 | 0,2   | 20 | 20 | 0-22,2      | 1,1  |
|  | HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>    | 6 | 6 | 0,1-0,34    | 0,25  | 20 | 20 | 0,22-0,57   | 0,41 |
|  | Ca <sup>2+</sup>                 | 6 | 6 | 0,76-1,8    | 1,37  | 20 | 20 | 0,8-3,4     | 1,4  |
|  | Mg <sup>2+</sup>                 | 6 | 6 | 0,3-1,1     | 0,6   | 20 | 20 | 0,24-0,73   | 0,55 |
|  | Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup> | 6 | 6 | 13,3-16,8   | 15,0  | 20 | 20 | 7,4-12,4    | 11,5 |
| <b>III -объект</b>   |                                  |   |   |             |       |    |    |             |      |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>                         |                                  | - | - | -           | -     | -  | -  | -           | -    |
| Содержание сероводорода в составе водорастворенного газа, % (об.)      |                                  | - | - | -           | -     | -  | -  | -           | -    |
| Содержание двуокиси углерода в составе водорастворенного газа, % (об.) |                                  | - | - | -           | -     | -  | -  | -           | -    |
| Содержание углеводородов в составе водорастворенного газа, % (об.)     |                                  | - | - | -           | -     | -  | -  | -           | -    |
| Объемный коэффициент, доли ед.   |                                  | - | - | -           | -     | -  | -  | -           | -    |
| Плотность, кг/м <sup>3</sup>   |                                  | 4 | 4 | 1028-1044   | 1035  | 5  | 5  | 1023-1040   | 1029 |
| Вязкость, мПа·с  |                                  | - | - | -           | -     | 2  | 2  | 0,664-0,677 | 0,67 |
| Общая минерализация, г/дм <sup>3</sup>                                 |                                  | 4 | 4 | 37,0-66,3   | 48,1  | 5  | 5  | 29,4-38,8   | 35,5 |
| Примеси, мг/дм <sup>3</sup>  |                                  | - | - | -           | -     | -  | -  | -           | -    |
| Водородный показатель (pH)   |                                  | 1 | 1 | 5,0         | 5,0   | 5  | 5  | 6,4-6,8     | 6,6  |
| Содержание ионов, г/дм <sup>3</sup>                                    | Cl <sup>-</sup>                  | 4 | 4 | 22,7-41,1   | 29,7  | 5  | 5  | 29,4-37,7   | 35,5 |
|  | SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>    | 4 | 4 | 0,0048-0,07 | 0,038 | 5  | 5  | 0           | 0    |
|  | HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>    | 4 | 4 | 0,049-0,2   | 0,1   | 5  | 5  | 0,27-0,43   | 0,4  |
|  | Ca <sup>2+</sup>                 | 4 | 4 | 1,1-3,2     | 1,51  | 5  | 5  | 1,0-2,4     | 1,3  |
|  | Mg <sup>2+</sup>                 | 4 | 4 | 0,59-1,22   | 0,76  | 5  | 5  | 0,36-1,2    | 0,68 |
|  | Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup> | 4 | 4 | 12,6-20,6   | 15,9  | 5  | 5  | 9,1-18,1    | 13,1 |

- III объект - горизонты Д<sub>2</sub>, Д<sub>2</sub>Ю-I, Ю-I – скважин №4817, 4710, 2864, 4856, 2279.

Согласно полученным результатам испытаний пробы воды первого объекта разработки характеризуется, как соленые со средней суммарной минерализацией 32,8 г/л и плотностью 1,024 г/см<sup>3</sup>. Усредненный компонентный состав по данному объекту следующий: содержание магния - 482,9 мг/л, кальция - 1083,6 мг/л, натрия с калием - 10884,3 мг/л, хлоридов - 19779,3 мг/л, гидрокарбонатов - 550,4 мг/л, сульфатов – 2,2 мг/л.

Воды второго объекта разработки содержат растворенных солей в среднем 35,4 г/л. По классификации Сулина В.А. генетический тип вод - хлоркальциевый. Воды жесткие, нейтральные, практически не содержат в своем составе сульфат-ионов.

Воды третьего объекта разработки характеризуются как слабые рассолы со средней минерализацией 35,5 г/л и практически не отличаются от состава вод первого и второго объекта, в связи с чем, имеет аналогичную характеристику.

Характеристика состава и свойств пластовых вод, взятых с УПР за 2009 г. месторождения Каражанбас, представлена исследованиями вод с мелового и юрского продуктивных горизонтов, часть которых проводились в 2008 году промысловой лабораторией, а часть взята из подсчета запасов [2].

Согласно данным (табл. 2.2.8, 2.2.9) видно, что пластовые воды всех объектов разработки - это слабые рассолы хлоркальциевого типа с содержанием растворенных солей 40-48 г/л и плотностью 1,031-1,035 г/см<sup>3</sup>. Состав вод практически не отличается друг от друга.

Содержание основных компонентов, характеризующих общий солевой состав, следующее: кальций – 1370-1509,4 мг/л, магний – 501,6-757,3 мг/л, суммарное содержание натрия и калия – 13,1-16 г/л, гидрокарбонаты – 108,3-252,1 мг/л, сульфаты – 13,7-203,6 мг/л, хлориды – 25,6-30 г/л.

### 2.3 Физико-гидродинамические характеристики

Исследования по вытеснению нефти на керне в период после составления ДУПР 2011 г. проводились Центром научных лабораторных исследований ТОО «КМГ Инжиниринг «КазНИПИмунайгаз», где 2018 и 2019 г. выполнены комплексные исследования по вытеснению нефти водой на 14 образцах керна по скважинам 7415 и 6147 при температуре окружающей среды. На рисунках 2.3.1, 2.3.2 представлены результаты экспериментов в нестационарном режиме на 2-х фазной фильтрационной установке.



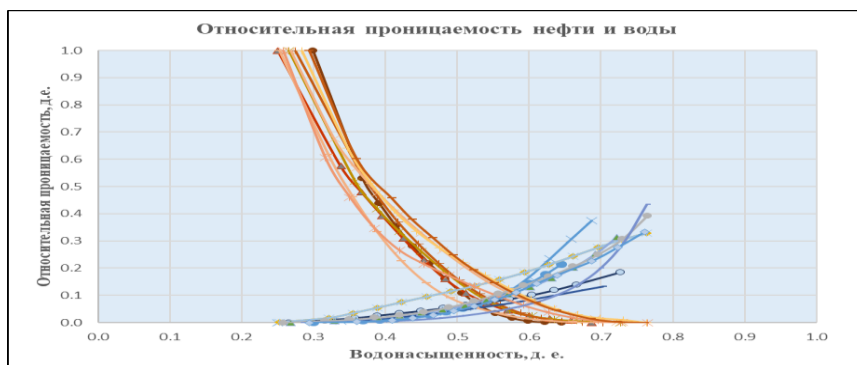


Рисунок 2.3.1- Скважина Каражанбас 6147. Кривые ОФП для нефти и воды нестационарным методом по 9 экспериментам.

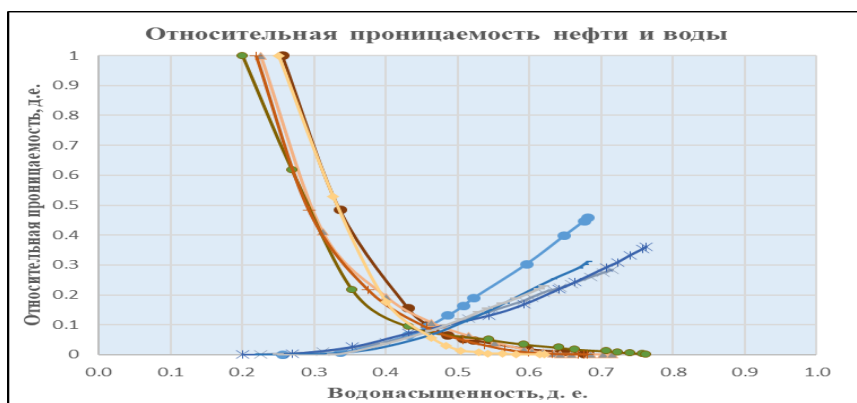


Рисунок 2.3.2- Скважина Каражанбас 7415. Кривые ОФП для нефти и воды нестационарным методом по 5 экспериментам.

Также на 6 образцах были проведены исследования в Китайской компании Ляохэ. На коллекции из 20 образцов проведены исследования на различных температурных режимах 30, 50, 80 и 100°C и китайской компанией до 275 °С; коллекция представлена образцами из пачек: А1, Г, Д-2, Ю1 и Ю2.

Ниже, рассмотрены результаты фильтрационных исследований отдельно по каждому горизонту. Для сравнения полученных результатов по выполненным исследованиям на рисунках 2.3.1 – 2.3.3 также представлены результаты исследований, выполненные в лаборатории Тяньцун и ТОО «ЖКР» 20//2010 гг. Сводная информация по результатам выполненных исследований за весь период представлена в таблице 2.3.1.

#### **Пачка А1.**

В лаборатории исследованы 2 образца пачки А1 по скважине 6147. Образцы представлены со средними и высокими коллекторскими свойствами: минимальная



проницаемость  $1200 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , максимальная проницаемость –  $2290 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Диапазон коэффициента вытеснения при температуре  $30^\circ\text{C}$  и  $100^\circ\text{C}$  варьирует от 58,3 до 67% соответственно. Как видно, с увеличением температуры наблюдается увеличение коэффициента вытеснения.

Ранее выполненные исследования в лаборатории ТОО «ККР» на 3-х образцах при температуре  $25^\circ\text{C}$  показывают увеличение коэффициента вытеснения нефти от 43,8 до 55,5% при увеличении проницаемости образцов. Также по выполненным исследованиям Тяньцун можно наблюдать увеличение коэффициента вытеснения нефти от 55,2 до 66,8% при повышении температуры от  $70$  до  $150^\circ\text{C}$ , а при температуре  $200^\circ\text{C}$  коэффициент вытеснения нефти паром составил всего 57,2%, уменьшение произошло с изменениями фильтрационных характеристик образца.

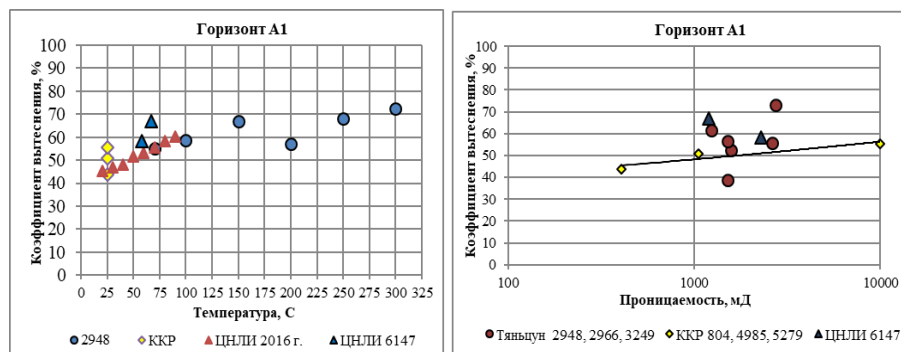


Рисунок 2.3.3– Зависимость вытеснения от температуры закачки и проницаемости коллектора для пачки А1

#### Горизонт Ю-1.

Для определения относительных проницаемостей нефти и воды в нестационарном режиме проведены исследования на 5 образцах по скважине 7415 и 2 образцах скважины 6147 в 2018-2019 гг. В нестационарном режиме минимальная проницаемость составила –  $330,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , максимальная проницаемость –  $2190 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Коэффициент вытеснения изменяется в пределах 49,4 - 70,3%.

Таблица 2.3.1– Результаты исследования скважин 7415 и 6147

| Температура | № скважины | № образца | Глубина, м | Пористость, д. ед. | Проницаемость, мД | Коэффициент вытеснения |
|-------------|------------|-----------|------------|--------------------|-------------------|------------------------|
| 30          | 7415       | 140       | 343,55     | 0,36               | 1200              | 0,591                  |
| 30          | 7415       | 161       | 354,48     | 0,38               | 565,3             | 0,494                  |
| 50          | 6147       | 35        | 417,67     | 0,33               | 581,3             | 0,591                  |
| 50          | 7415       | 137       | 342,96     | 0,38               | 1270              | 0,633                  |
| 80          | 7415       | 117       | 339,47     | 0,34               | 330,1             | 0,571                  |
| 80          | 7415       | 139       | 343,46     | 0,36               | 2190              | 0,703                  |
| 100         | 6147       | 46        | 420,79     | 0,33               | 601,5             | 0,662                  |



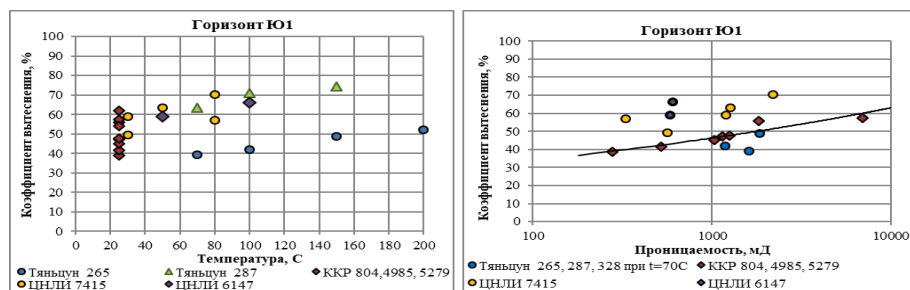


Рисунок 2.3.4- Зависимость вытеснения от температуры закачки и проницаемости коллектора для горизонтов Ю1

В результате проведения исследований в нестационарном режиме при повышении температуры закачиваемого агента от 30 до 100°C отмечается увеличение коэффициента вытеснения от 49,4% до 70,3%. Отсутствие линейной зависимости коэффициента вытеснения нефти от температуры по образцам № 140, 117 и 46, связано с низкими фильтрационными характеристиками (коэффициентом проницаемости).

#### Горизонт Ю-2.

В лаборатории КазНИПИмунайгаз для определения относительной проницаемости нефти и воды исследованы 5 образцов в стационарном режиме при температуре 30, 50 и 80°C. По результатам выполненных исследований в лаборатории Тяньцун отмечается плохая связь между температурой, проницаемостью и коэффициентом вытеснения нефти. результаты представлены в таблице 2.3.5.

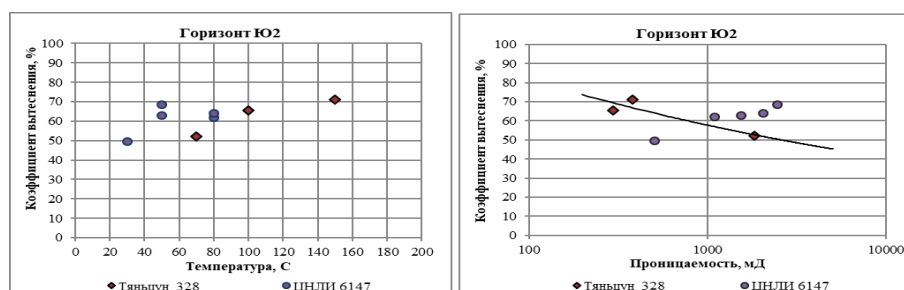


Рисунок 2.3.5- Зависимость вытеснения от температуры закачки и проницаемости коллектора для горизонта Ю-2

Достоверность результатов экспериментов зависит от качества отбора рыхлого керна и условий транспортировки до лаборатории. Описанные исследования по вытеснению нефти водой на керне месторождения Каражанбас имеют свои особенности, связанные с литологией пород. Породы месторождения Каражанбас представлены слабосцементированными почти рыхлыми, преимущественно, мелкозернистыми песчаниками, которые легко рассыпаются при малейшем воздействии, легко размываются буровым раствором при бурении скважин. Как правило, такие песчаники характеризуются



наиболее высокими коллекторскими свойствами, которые и преобладали в коллекции керна по вытеснению. Поэтому моделирование процессов вытеснения на таком керне имеет ряд допущений и ограничений. Достоверность исследований по причине рыхлости пород и его транспортировки снижается.

Эксперименты лаборатории ТОО «ККР» проведены при температуре окружающей среды, что не позволяет оценить вытеснение нефти от повышения температуры. Исследования лаборатории «LTD Тяньцун» были выполнены при измерении Квыт под влиянием температуры на каждом из образцов. Стоит отметить, что исследования проведены при различных условиях экспериментов, использовании флюидов с различными свойствами, что не позволяет получить однозначных результатов, также в отчетах лаборатории «LTD Тяньцун» отсутствует методика проведения исследований.

Анализируя изменения коэффициента вытеснения нефти по проведенным исследованиям, в целом отмечается закономерность увеличения коэффициента вытеснения при увеличении температуры до 100°C. Отсутствие связи этого параметра от фильтрационных свойств образцов частично по горизонту Ю-2 и частично по Ю-1 связано с низкой проницаемостью образцов.

#### *Исследования Ляхэ*

В 2018 году на 6 образцах керна из скважины 7415 проведены фильтрационные исследования в лаборатории Ляхэ. На коллекции образцов проведены исследования на различных температурных режимах 30, 50, 80, 100, 150, 180, 200, 250°C и 275 °C; коллекция представлена образцами из пачек: Г, Д-2, Ю1.

**Таблица 2.3.2– Результаты фильтрационных исследований по скважине 7415**

| № обр | Глубина, м | Пористость, д. ед. | Проницаемость, мД | Квыт при 30°C, % | Квыт при 50° С, % | Квыт при 80° С, % | Квыт при 100° С, % | Квыт при 150° С, % | Квыт при 180° С, % | Квыт при 200° С, % | Квыт при 250° С, % | Квыт при 275° С, % |
|-------|------------|--------------------|-------------------|------------------|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Г     | 284,7      | 0,344              | 3301              | 50,87            | 56,03             | 59,97             | 63,20              | 67,68              | 70,30              | 71,86              | 73,29              | 74,31              |
| Д-2   | 315,7      | 0,335              | 3024              | 49,73            | 55,73             | 59,16             | 62,48              | 67,26              | 69,03              | 71,16              | 73,05              | 74,03              |
| Д-2   | 323        | 0,399              | 3895              | 51,68            | 57,73             | 62,19             | 65,35              | 70,04              | 72,26              | 73,68              | 75,23              | 76,97              |
| Д-2   | 331,55     | 0,382              | 3612              | 51,03            | 56,87             | 60,76             | 64,50              | 69,60              | 71,44              | 72,66              | 74,27              | 75,95              |
| Ю-1   | 345,1      | 0,358              | 3433              | 51,02            | 56,80             | 60,09             | 63,78              | 68,04              | 70,54              | 72,44              | 73,87              | 75,11              |
| Ю-1   | 351,4      | 0,402              | 4602              | 53,93            | 59,24             | 63,96             | 67,19              | 71,38              | 73,45              | 74,53              | 75,85              | 77,36              |

Как видно из таблицы, по выполненным исследованиям Ляхэ можно наблюдать увеличение коэффициента вытеснения нефти от 49,73 до 77,36% при повышении температуры от 30 до 275°C.



Таблица 2.3.3– Характеристики вытеснения нефти рабочим агентом по горизонтам

| 1                      | Зоны пласта | Вид анализа  | Наименование величин        | Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> | Содержание связанной воды, % доли ед. | Начальная нефте(газо)-насыщенность, % | Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, % | Температура эксперимента | Коэффициент вытеснения, % | Значения относительных проницаемостей, доли ед.      |  |
|------------------------|-------------|--------------|-----------------------------|---|---------------------------------------|---------------------------------------|--|--------------------------|---------------------------|--|--|
|                        |             |              |                             |   |                                       |                                       |  |                          |                           | для рабочего агента при остаточной нефтенасыщенности | для нефти при насыщенности и связанной водой |
| 1                      | 2           | 3            | 4                           | 5   | 6                                     | 7                                     | 8  | 9                        | 10                        | 11   | 12   |
| На дату проектирования | А1          | стационарный | Количество определений, шт. | 10  | 10                                    | 10                                    | 10   | повышение температуры    | 9                         | 8  | 8  |
|                        |             |              | Среднее значение            | 1863                                      | 32,65                                 | 67,35                                 | 29,25  | 21°C                     | 56,4                      | 0,0515   | 1  |
|                        |             |              |                             | 728                                       | 27,87                                 | 72,13                                 | 35,7   | 25°C                     | 50,06                     | 0,216  | 1  |
|                        |             |              |                             | 486                                       | 34,2                                  | 65,8                                  | 29,5   | 70°C                     | 55,2                      | 0,029  | 0,0665                                       |
|                        |             |              |                             | 374                                       | 31,8                                  | 68,2                                  | 28,1   | 100°C                    | 58,8                      | 0,0503   | 0,201  |
|                        |             |              |                             | 847                                       | 30,3                                  | 69,7                                  | 23,1   | 150°C                    | 66,8                      | 0,072  | 0,55   |
|                        |             |              |                             | 591                                       | 31,2                                  | 68,8                                  | 29,4   | 200°C                    | 57,2                      | 0,088  | 0,174  |
|                        |             |              | Интервал изменения          | 374-2740                                  | 19,6-38,2                             | 61,8-80,4                             | 19,2-41,9  | 70-200°C                 | 38,9-73,3                 | 0,029-0,24   | 0,0665-0,55                                  |
|                        | Б           | стационарный | Количество определений, шт. | 6   | 6                                     | 6                                     | 6  | 21°C                     | 6                         | 1  | 1  |
|                        |             |              | Среднее значение            | 1654,5                                    | 32,63                                 | 65,64                                 | 21,7   |                          | 67,35                     | 0,0627   | 1  |
|                        |             |              | Интервал изменения          | 697-3045                                  | 29,2-42,7                             | 57,3-73,8                             | 15,3-31,6  |                          | 48,8-75,6                 | 0,0627   | 1  |
|                        | В           | стационарный | Количество определений, шт. | 4   | 4                                     | 4                                     | 4  | 21°C                     | 4                         | 3  | 3  |
|                        |             |              | Среднее значение            | 376,3                                     | 35,78                                 | 64,2                                  | 28,93  |                          | 55,36                     | 0,0206   | 1  |
|                        |             |              | Интервал изменения          | 104-865                                   | 26,5-41                               | 59-73,5                               | 20,6-51,1  |                          | 30,5-68,2                 | 0,0099-0,0415  | 1  |

Продолжение таблицы 2.3.3

| 1                      | 2     | 3            | 4                           | 5        | 6         | 7         | 8         | 9                     | 10        | 11            | 12           |
|------------------------|-------|--------------|-----------------------------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------------------|-----------|---------------|--------------|
| На дату проектирования | Г     | стационарный | Количество определений, шт. | 49       | 49        | 49        | 49        | повышение температуры | 49        | 23            | 23           |
|                        |       |              | Среднее значение            | 3109     | 28,12     | 71,89     | 26,95     | 21°C                  | 62,2      | 0,752         | 1            |
|                        |       |              |                             | 881      | 31,9      | 68,1      | 36,95     | 25°C                  | 44,7      | 0,14          | 1            |
|                        |       |              |                             | 1115,5   | 28,35     | 71,65     | 25        | 70°C                  | 65,3      | 0,0746        | 0,205        |
|                        |       |              |                             | 490      | 29,8      | 69,75     | 21,9      | 100°C                 | 67,4      | 0,088         | 0,123        |
|                        |       |              |                             | 619,75   | 26,875    | 73,175    | 21,875    | 150°C                 | 70,05     | 0,045         | 0,136        |
|                        |       |              |                             | 1380,5   | 23,8      | 76,4      | 27,4      | 200°C                 | 64        | 0,0936        | 0,343        |
|                        |       |              | Интервал изменения          | 82-4352  | 11,7-41,2 | 59,4-88,3 | 12,6-46,8 | 21-200°C              | 31,6-80,0 | 0,0232-0,152  | 0,0319-0,418 |
|                        | Д     | стационарный | Количество определений, шт. | 10       | 8         | 8         | 8         | повышение температуры | 8         | 4             | 4            |
|                        |       |              | Среднее значение            | 2085,8   | 27,9      | 72,08     | 26,36     | 21°C                  | 50,9      | 0,065         | 1            |
|                        |       |              |                             | 2012     | 25,8      | 75,9      | 32,16     | 70°C                  | 57,73     | 0,0238        | 0,0834       |
|                        |       |              |                             | 1404     | 23,7      | 77,73     | 29,89     | 100°C                 | 61,37     | 0,0477        | 0,196        |
|                        |       |              |                             | 1427,5   | 19,3      | 80,7      | 23,4      | 150°C                 | 70,8      | 0,053         | 0,253        |
|                        |       |              | Интервал изменения          | 663-2220 | 18-31,1   | 66-82,0   | 13,8-38,5 | 21-150°C              | 44,8-82,6 | 0,0121-0,0927 | 0,0643-0,358 |
|                        | Ю1+Ю2 | стационарный | Количество определений, шт. | 11       | 13        | 13        | 13        | повышение температуры | 13        | 13            | 13           |
|                        |       |              | Среднее значение            | 1856     | 28,21     | 71,79     | 35,64     | 25°C                  | 49,94     | 0,24          | 1            |
|                        |       |              |                             | 1546,3   | 26,6      | 74,3      | 34,78     | 70°C                  | 51,6      | 0,032         | 0,106        |
|                        |       |              |                             | 692,67   | 25,53     | 74,09     | 30,03     | 100°C                 | 59,53     | 0,079         | 0,133        |
|                        |       |              |                             | 527,3    | 23,07     | 76,14     | 26,9      | 150°C                 | 64,9      | 0,067         | 0,2246       |
|                        |       |              |                             | 1098     | 23,25     | 78,58     | 34,15     | 200°C                 | 55,7      | 0,0654        | 0,2885       |
|                        |       |              | Интервал изменения          | 135-6945 | 19,6-55,5 | 65,6-80,4 | 19,4-43,8 | 25-150°C              | 38,8-74,5 | 0,0114-0,41   | 0,046-0,533  |



Продолжение таблицы 2.3.3

| 1              | 2     | 3            | 4                           | 5        | 6         | 7         | 8         | 9                     | 10        | 11           | 12          |
|----------------|-------|--------------|-----------------------------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------------------|-----------|--------------|-------------|
| На дату отчета | А1    | стационарный | Количество определений, шт. | 12       | 12        | 12        | 12        | повышение температуры | 9         | 8            | 8           |
|                |       |              | Среднее значение            | 1863     | 32,65     | 67,35     | 29,25     | 21°C                  | 56,4      | 0,0515       | 1           |
|                |       |              |                             | 728      | 27,87     | 72,13     | 35,7      | 25°C                  | 50,06     | 0,216        | 1           |
|                |       |              |                             | 2290     | 25,1      | 74,9      | 31,2      | 30°C                  | 58,3      | 162,99       | 1428        |
|                |       |              |                             | 486      | 34,2      | 65,8      | 29,5      | 70°C                  | 55,2      | 0,029        | 0,0665      |
|                |       |              |                             | 787      | 30,05     | 69,9      | 25,9      | 100°C                 | 62,9      | 26,99        | 525,1       |
|                |       |              |                             | 847      | 30,3      | 69,7      | 23,1      | 150°C                 | 66,8      | 0,072        | 0,55        |
|                |       |              |                             | 591      | 31,2      | 68,8      | 29,4      | 200°C                 | 57,2      | 0,088        | 0,174       |
|                |       |              | Интервал изменения          | 374-2740 | 19,6-38,2 | 61,8-80,4 | 19,2-41,9 | 70-200°C              | 38,9-73,3 | 0,029-162,99 | 0,0665-1428 |
|                | Ю1+Ю2 | стационарный | Количество определений, шт. | 11       | 13        | 13        | 13        | повышение температуры | 13        | 13           | 13          |
|                |       |              | Среднее значение            | 1856     | 28,21     | 71,79     | 35,64     | 25°C                  | 49,94     | 0,24         | 1           |
|                |       |              |                             | 757,9    | 25,67     | 74,33     | 35,07     | 30°C                  | 52,63     | 133,35       | 568,33      |
|                |       |              |                             | 1467,82  | 25,425    | 74,575    | 27,225    | 50                    | 63,425    | 283,3875     | 1056        |
|                |       |              |                             | 1546,3   | 26,6      | 74,3      | 34,78     | 70°C                  | 51,6      | 0,032        | 0,106       |
|                |       |              |                             | 1420,02  | 24,75     | 75,725    | 27,55     | 80°C                  | 63,35     | 266,4725     | 1090        |
|                |       |              |                             | 647,08   | 27,47     | 72,34     | 26,92     | 100°C                 | 62,86     | 18,19        | 218,07      |
|                |       |              |                             | 527,3    | 23,07     | 76,14     | 26,9      | 150°C                 | 64,9      | 0,067        | 0,2246      |
|                |       |              |                             | 1098     | 23,25     | 78,58     | 34,15     | 200°C                 | 55,7      | 0,0654       | 0,2885      |
|                |       |              | Интервал изменения          | 135-6945 | 19,6-55,5 | 65,6-80,4 | 19,4-43,8 | 25-150°C              | 38,8-74,5 | 0,0114-0,41  | 0,046-0,533 |

**Исследования по скважине 8096**

В 2020 году в ЦНЛИ ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» со скважины Каражанбас 8096 поступил керн в количестве 68,59 м, отобранный из интервалов 312-390 м. С целью изучения литолого-физических и фильтрационно-емкостных свойств, а также определения возраста пород выполнен комплекс стандартных и специальных исследований. Перечень исследований представлен в таблице 2.3.4.

**Таблица 2.3.4— Результаты проведенных фильтрационных исследований по скважине 8096**

| № п/п | Наименование   | Ед. изм. | Количество |
|-------|--|----------|------------|
| 1     | Профильные исследования: спектральное гамма-сканирование керна, исследование керна методом компьютерной томографии, фотодокументирование керна                   | метр     | 68,59      |
| 2     | Определение минералогической плотности и открытой пористости по гелию, определение проницаемости по газу, определение карбонатности, гранулометрический состав   | образец  | 88         |
| 3     | Определение пористости методом ЯМР   | образец  | 45         |
| 4     | Определение нефтеводонасыщенности  | образец  | 88         |
| 5     | Анализ общего объема глинистых минералов (СЭМ)   | проба    | 20         |
| 6     | Рентгенодифрактометрический анализ   | проба    | 40         |
| 7     | Макроскопическое описание полноразмерного керна  | метр     | 68,59      |
| 8     | Литологическое описание образцов   | образец  | 88         |
| 9     | Изготовление и детальное описание петрографических шлифов: изучение текстуры, классификация детритовой и аутигенной минералогии, диагенеза, описание типов пор   | шлиф     | 25         |
| 10    | Геомеханические исследования горных пород  | образец  | 9          |
| 11    | Геохимический анализ керна: Рок-Эвал пиролиз в кернах, отражательная способность витринита в кернах; биомаркерный анализ нефти, экстрагированной из керна и т.д. | проба    | 100        |
| 12    | Палинологические и биостратиграфические исследования   | образец  | 100        |

Исследования по физико-гидродинамическим характеристикам вытеснения нефти вытесняющим агентом, остаточной нефтегазонасыщенности и соответствующих им конечных значений фазовой проницаемости, зависимости начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости по скважине 8096 Каражанбас не проводились, так как отобранные образцы пород являются непроницаемыми. Ниже представлены результаты проведенных стандартных исследований.

По результатам стандартных исследований пористость исследуемых пород варьирует от 0,0001 до 0,0484 д.ед., проницаемость равна  $0,001-0,0029 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, что показывает непроницаемость образцов. На рисунках представлены гистограммы распределения пористости и проницаемости.



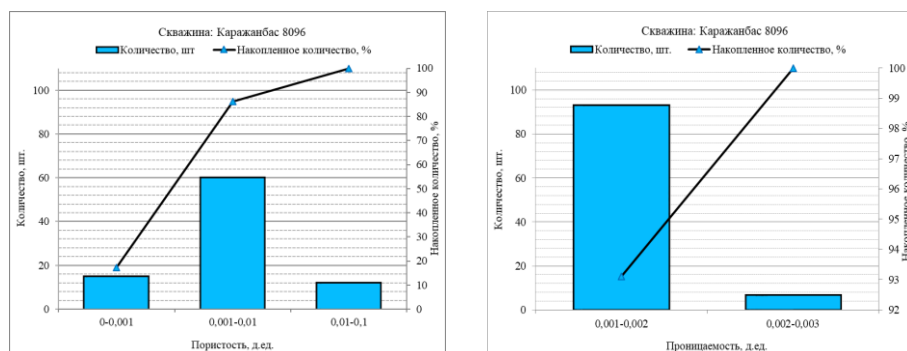


Рисунок 2.3.6– График распределения пористости и проницаемости

Отобранный керн представлен песчаниками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, алевритистыми, местами чередуются песчаниками буровато-красными, такими же по структуре массивными, плотными, однородными, на карбонатно-глинистом цементе, полимиктовыми, преимущественно кварцевого состава. Зерна: полуокатанные, с хорошей сортировкой, по телу керна наблюдаются наклонные трещины, залеченные кальцитом, присутствует открытая трещина скалывания, в открытых трещинах наблюдается выпоты нефти на сколах. Также встречаются алевролиты тёмно-зелёного цвета, трещиноватый, сильно раздробленный, на сколах породы присутствуют признаки нефти. В породе присутствуют включения обломков красных глин толщиной от 1 до 5 мм., отсутствуют признаки нефти на сколах.

Породы по фильтрационным-емкостным свойствам непроницаемые, нефтенасыщение пород связано с преобладанием трещин. Трещины характерны по всей породе, под углом 30-80°, толщина трещин варьирует от 1 до 10 мм., продольные трещины, трещины открытого типа, также присутствуют открытые трещины под углом 45°, во всех открытых трещинах присутствуют признаки нефти на сколах.

Для более детального изучения литологического строения трещинных коллекторов проведены исследования компьютерной томографией на более цельных полноразмерных кернах, с использованием установки CT Scan.

Интервал 312,0 - 313,0 м представлен песчаниками серыми, мелкозернистыми, массивными, крепкими, на карбонатно-глинистом цементе, без видимой проницаемости и пористости, полимиктовыми, преимущественно кварцевого состава, зерна: полуокатанными, хорошей сортировкой, с включениями обломков красных глин, присутствуют ритмичная окраска буровато-красного цвета толщиной 1-2 мм. с углом наклона 80° по всей длине, по телу керна наблюдаются извилистые наклонные трещины залеченные кальцитом, присутствуют открытые трещины скалывания образующие



сопряженную систему ориентирующуюся под углом скалывания  $45^\circ$ , в открытых трещинах наблюдается выпоты нефти на сколах.

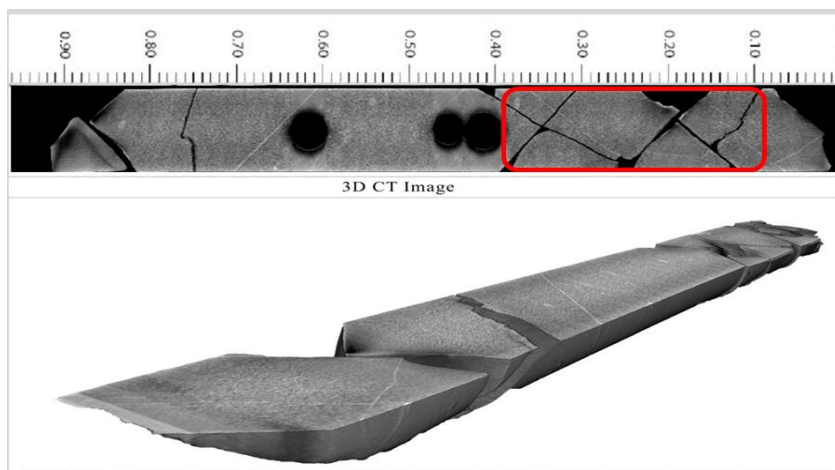


Рисунок 2.3.7– Результаты компьютерной томографией скв. Каражанбас 8096 (инт. 312,0-313,0 м).  
312,10-312,40 – извилистые наклонные трещины

Интервал 314,0-315,0 м представлен песчаниками серыми, мелкозернистыми, массивными, крепкими, на карбонатно-глинистом цементе, полимиктовыми, преимущественно кварцевого состава, зерна: полуокатанные, хорошей сортировкой, с включениями обломков красных глин, по телу керна наблюдаются наклонные трещины заполнены кальцитом, присутствует открытая трещина скалывания под углом  $45^\circ$ , в открытой трещине отсутствуют признаки нефти на сколах.

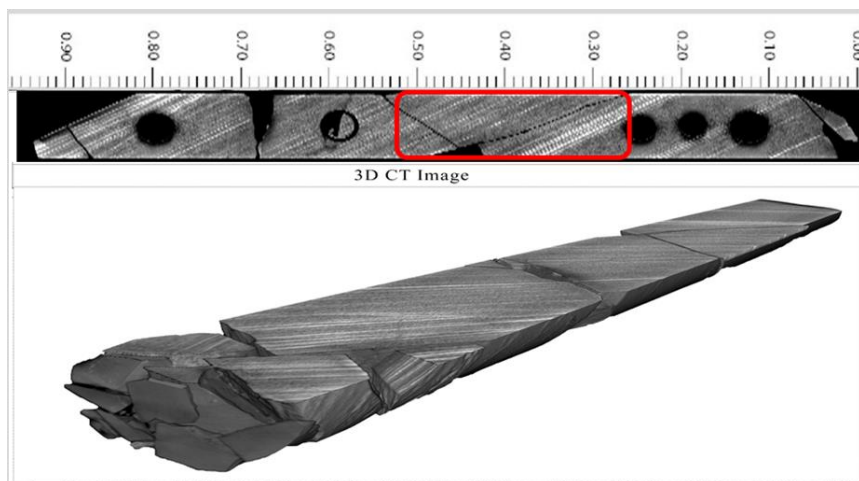


Рисунок 2.3.8– Результаты компьютерной томографией скв. Каражанбас 8096 (инт. 314,0-315,0 м).  
314,27-314,52 –наклонные трещины



Выполнены геомеханические исследования на 9 образцах керна с определением модуля Юнга, коэффициента Пуассона, скорости пробега упругих волн при различных значениях эффективного давления. При давлениях 5,10 и 15 МПа динамический модуль Юнга составил 71,4- 80,6 ГПа, коэффициент Пуассона – 0,227- 0,254. Результаты исследований представлены в таблице 2.3.5.

**Таблица 2.3.5– Результаты определение скорости пробега упругих волн, модуля Юнга, коэффициента Пуассона**

| Лаб.№ образца | Глубина отбора образца, м | Объем-ная плот-ность образца $\times 10^3, \text{кг/м}^3$ | Давле-ние обжима, МПа | Скорость продольной волны $V_p$ , м/с | Скорость поперечной волны $V_{s1}$ , м/с | Скорость поперечной волны $V_{s2}$ , м/с | Модуль Юнга $E$ , ГПа | Кэффи-циент Пуассона $\nu$ |
|---------------|---------------------------|---|-----------------------|---------------------------------------|--|--|-----------------------|----------------------------|
| 1             | 2                         | 3   | 4                     | 5                                     | 6  | 7  | 8                     | 9                          |
| 1             | 313,55                    | 2,643   | 5                     | 5915                                  | 3469                                     | 3450                                     | 78,4                  | 0,240                      |
|               |                           |   | 10                    | 5952                                  | 3510                                     | 3441                                     | 79,3                  | 0,241                      |
|               |                           |   | 15                    | 5999                                  | 3551                                     | 3451                                     | 80,5                  | 0,242                      |
| 2             | 315,32                    | 2,654   | 5                     | 5673                                  | 3310                                     | 3255                                     | 71,4                  | 0,248                      |
|               |                           |   | 10                    | 5684                                  | 3328                                     | 3239                                     | 71,5                  | 0,250                      |
|               |                           |   | 15                    | 5713                                  | 3328                                     | 3236                                     | 71,7                  | 0,254                      |
| 3             | 318,47                    | 2,657   | 5                     | 5650                                  | 3328                                     | 3255                                     | 71,6                  | 0,243                      |
|               |                           |   | 10                    | 5674                                  | 3331                                     | 3238                                     | 71,5                  | 0,248                      |
|               |                           |   | 15                    | 5703                                  | 3338                                     | 3239                                     | 71,9                  | 0,251                      |
| 4             | 337,06                    | 2,672   | 5                     | 5925                                  | 3499                                     | 3450                                     | 79,9                  | 0,238                      |
|               |                           |   | 10                    | 5962                                  | 3519                                     | 3459                                     | 80,6                  | 0,240                      |
|               |                           |   | 15                    | 5987                                  | 3541                                     | 3451                                     | 81,1                  | 0,241                      |
| 5             | 338,06                    | 2,672   | 5                     | 5799                                  | 3490                                     | 3399                                     | 77,8                  | 0,227                      |
|               |                           |   | 10                    | 5808                                  | 3499                                     | 3395                                     | 78,0                  | 0,228                      |
|               |                           |   | 15                    | 5825                                  | 3514                                     | 3390                                     | 78,3                  | 0,229                      |
| 6             | 339,14                    | 2,671   | 5                     | 5728                                  | 3365                                     | 3330                                     | 74,3                  | 0,241                      |
|               |                           |   | 10                    | 5806                                  | 3373                                     | 3329                                     | 75,0                  | 0,250                      |
|               |                           |   | 15                    | 5823                                  | 3399                                     | 3301                                     | 75,1                  | 0,253                      |
| 7             | 344,20                    | 2,691   | 5                     | 5767                                  | 3490                                     | 3399                                     | 78,1                  | 0,223                      |
|               |                           |   | 10                    | 5812                                  | 3499                                     | 3395                                     | 78,6                  | 0,229                      |
|               |                           |   | 15                    | 5834                                  | 3504                                     | 3390                                     | 78,8                  | 0,232                      |
| 8             | 366,30                    | 2,677   | 5                     | 5767                                  | 3485                                     | 3389                                     | 77,5                  | 0,225                      |
|               |                           |   | 10                    | 5811                                  | 3493                                     | 3391                                     | 78,0                  | 0,230                      |
|               |                           |   | 15                    | 5861                                  | 3514                                     | 3397                                     | 78,9                  | 0,234                      |
| 9             | 367,50                    | 2,688   | 5                     | 5795                                  | 3481                                     | 3393                                     | 78,0                  | 0,229                      |
|               |                           |   | 10                    | 5812                                  | 3479                                     | 3395                                     | 78,2                  | 0,231                      |
|               |                           |   | 15                    | 5834                                  | 3488                                     | 3402                                     | 78,6                  | 0,232                      |

Также определены статические параметры объемного модуля, модуля сдвига и коэффициента сжимаемости. Результаты определения объемного модуля для образцов представлены в таблице 2.3.6.



**Таблица 2.3.6– Результаты определения объёмной плотности образцов, модуля сдвига, коэффициента сжимаемости**

| Лаб.№<br>образца | Глубина отбора<br>образца, м | Объёмная<br>плотность<br>образца<br>$\times 10^3, \text{кг/м}^3$ | Объёмный<br>модуль, ГПа | Коэффициент<br>сжимаемости, $\times 10^{-5}$<br>$\text{МПа}^{-1}$ | Модуль<br>сдвига, ГПа |
|------------------|------------------------------|--|-------------------------|---|-----------------------|
| 1                | 2                            | 3  | 4                       | 5   | 6                     |
| 1                | 313,55                       | 2,643  | 31,28                   | 3,20  | 14,55                 |
| 2                | 315,32                       | 2,654  | 32,38                   | 3,09  | 13,78                 |
| 3                | 318,47                       | 2,657  | 31,15                   | 3,21  | 11,56                 |
| 4                | 337,06                       | 2,672  | 30,13                   | 3,32  | 15,64                 |
| 5                | 338,06                       | 2,672  | 43,81                   | 2,28  | 17,16                 |
| 6                | 339,14                       | 2,671  | 25,67                   | 3,90  | 12,57                 |
| 7                | 344,20                       | 2,691  | 31,63                   | 3,16  | 18,71                 |
| 8                | 366,30                       | 2,677  | 35,84                   | 2,79  | 18,31                 |
| 9                | 367,50                       | 2,688  | 38,64                   | 2,59  | 17,58                 |

## 2.4 Запасы нефти и газа

Впервые промышленная оценка запасов нефти и растворенного газа была проведена по состоянию на 01.09.1977 г. По результатам поисково-разведочного бурения были посчитаны и утверждены начальные геологические запасы нефти в целом по месторождению Каражанбас в количестве 238 535 тыс. т по категории  $C_1$  (Протокол ГКЗ СССР №7986 от 23.12.1977 г.).

По состоянию на 02.01.2020 г. был выполнен Пересчет запасов нефти, растворенного газа и газа газовой шапки месторождения Каражанбас и приняты на Государственный баланс запасов РК (Протокол ГКЗ РК №2285-21-У.) [1]. В таблице 2.5.1 и 2.5.2 приведены геологические и извлекаемые запасы нефти, растворенного газа и газа газовой шапки.

Исходя из разбуренности и изученности месторождения, геологические запасы нефти оценены по категориям В,  $C_1$  и  $C_2$ . В целом по месторождению Каражанбас начальные геологические (извлекаемые) запасы нефти по категориям В+ $C_1$  составили 310 977 (95697) тыс.т, растворенного газа – 2331,1 (717,9) млн.м<sup>3</sup>, газ газовой шапки 2,5 млн.м<sup>3</sup>. Вместе с тем, запасы нефти категории  $C_2$  равны 3027 (336) тыс. т, что составляет от запасов месторождения (1%).

В пределах контрактной территории АО «Каражанбасмунай»:

*Нефти:*

По категориям В+ $C_1$  – 308977 (95124) тыс.т

По категории  $C_2$  – 3027 (336) тыс.т

*Растворенного газа:*

По категориям В+ $C_1$  – 2318,2 (714,2) млн.м<sup>3</sup>



По категории  $C_2$  – 23,1 (2,6) млн.м<sup>3</sup>

*Газа газовой шапки:*

По категории  $C_1$  – 2,5 млн.м<sup>3</sup>

За анализируемый период 02.01.2020 -01.07.2020 пробуренные новые 74 скважины уточнили геологические строения залежи, ВНК остались на прежнем уровне. Запасы УВС не изменились.

В таблицах 2.5.1-2.5.2 представлены утвержденные и числящиеся на Государственном балансе запасы нефти, растворенного газа в нефти и газа газовых шапок по состоянию на 02.01.2020 г.



Таблица 2.4.1– Месторождение Каражанбас. Запасы нефти и растворенного газа (по состоянию на 02.01.2020 г.)

| Гори-<br>зонт | Блок | Участок              | Зона по<br>характеру<br>насыще-<br>ния | Катего -<br>рия<br>запасов | Площадь<br>нефте-<br>ности,<br>тыс.м² | Средне-<br>взвешен.<br>эф. нефте-<br>насы-<br>щенная<br>толщина, м | Эффек-<br>тивный<br>объем,<br>тыс.м³ | Порис-<br>тость,<br>д. ед. | Нефте-<br>насыщен-<br>ность,<br>д. ед. | Плот-<br>ность,<br>т/м³ | Пере-<br>счёт-<br>ный<br>коэф.,<br>д. ед. | Геолог.<br>запасы<br>нефти,<br>тыс.т | Коэффи-<br>циент<br>извле-<br>чения,<br>д. ед. | Извлеч.<br>запасы<br>нефти,<br>тыс.т | Газо-<br>содер-<br>жание,<br>м³/т | Начальные<br>запасы<br>раств.газа,<br>млн.м³ |                   |
|---------------|------|----------------------|--|----------------------------|---------------------------------------|--|--------------------------------------|----------------------------|--|-------------------------|---|--------------------------------------|--|--------------------------------------|-----------------------------------|--|-------------------|
|               |      |                      |  |                            |                                       |  |                                      |                            |  |                         |   |                                      |  |                                      |                                   | геологи-<br>ческие                           | извлеч.<br>запасы |
| 1             | 2    | 3                    | 4                                      | 5                          | 6                                     | 7  | 8                                    | 9                          | 10                                     | 11                      | 12  | 13                                   | 14   | 15                                   | 16                                | 17   | 18                |
| А1            | Ia   |                      | Н                                      | С1                         | 1497                                  | 2,6  | 3892                                 | 0,33                       | 0,70                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 832                                  | 0,287  | 239                                  | 6,5                               | 5,4  | 1,5               |
|               |      |                      | За пределами контрактной территории    |                            |                                       |  |                                      |                            |  |                         |   |                                      |  |                                      |                                   |  |                   |
|               |      |                      | Н                                      | С1                         | 206                                   | 0,9  | 185                                  | 0,33                       | 0,62                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 35                                   | 0,287  | 10                                   | 6,5                               | 0,2  | 0,1               |
|               |      |                      | НВ                                     | С1                         | 10                                    | 1,8  | 18                                   | 0,33                       | 0,67                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 4                                    | 0,285  | 1                                    | 6,5                               | 0,03   | 0,00              |
|               |      |                      | Н+НВ                                   | С1                         | 216                                   |  | 203                                  |                            |  |                         |   | 39                                   |  | 11                                   |                                   | 0,2  | 0,1               |
|               |      |                      | итого                                  |                            | 1713                                  |  | 4095                                 |                            |  |                         |   | 871                                  |  | 250                                  |                                   | 5,6  | 1,6               |
|               | Iб   |                      | Н                                      | В                          | 1069                                  | 2,6  | 2779                                 | 0,33                       | 0,72                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 611                                  | 0,287  | 175                                  | 6,5                               | 4,0  | 1,1               |
|               |      |                      | НВ                                     | В                          | 65                                    | 0,8  | 52                                   | 0,31                       | 0,67                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 10                                   | 0,285  | 3                                    | 6,5                               | 0,1  | 0,0               |
|               |      |                      | Н+НВ                                   | В                          | 1134                                  |  | 2831                                 |                            |  |                         |   | 621                                  |  | 178                                  |                                   | 4,1  | 1,1               |
|               | Iв   |                      | Н                                      | В                          | 6111                                  | 5,8  | 35444                                | 0,34                       | 0,75                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 8368                                 | 0,287  | 2402                                 | 6,5                               | 54,4   | 15,6              |
|               |      |                      | НВ                                     | В                          | 512                                   | 3,9  | 1997                                 | 0,34                       | 0,64                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 402                                  | 0,285  | 115                                  | 6,5                               | 2,6  | 0,7               |
|               |      |                      | Н+НВ                                   | В                          | 6623                                  |  | 37441                                |                            |  |                         |   | 8770                                 |  | 2517                                 |                                   | 57,0   | 16,3              |
|               | Iе   | западный<br>участок  | Н                                      | В                          | 10434                                 | 2,8  | 29215                                | 0,34                       | 0,72                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 6621                                 | 0,287  | 1900                                 | 6,5                               | 43,0   | 12,3              |
|               |      |                      | НВ                                     | В                          | 641                                   | 3,7  | 2372                                 | 0,33                       | 0,59                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 428                                  | 0,285  | 122                                  | 6,5                               | 2,8  | 0,8               |
|               |      |                      | Н+НВ                                   | В                          | 11075                                 |  | 31587                                |                            |  |                         |   | 7049                                 |  | 2022                                 |                                   | 45,8   | 13,1              |
|               |      |                      | За пределами контрактной территории    |                            |                                       |  |                                      |                            |  |                         |   |                                      |  |                                      |                                   |  |                   |
|               |      |                      | Н                                      | В                          | 31                                    | 3,3  | 102                                  | 0,33                       | 0,65                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 20                                   | 0,287  | 6                                    | 6,5                               | 0,1  | 0,0               |
|               |      |                      | НВ                                     | В                          | 325                                   | 3,5  | 1138                                 | 0,33                       | 0,61                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 212                                  | 0,285  | 60                                   | 6,5                               | 1,4  | 0,4               |
|               |      |                      | Н+НВ                                   | В                          | 356                                   |  | 1240                                 |                            |  |                         |   | 232                                  |  | 66                                   |                                   | 1,5  | 0,4               |
|               |      | восточный<br>участок | Н                                      | В                          | 30372                                 | 3,2  | 97190                                | 0,34                       | 0,72                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 22027                                | 0,287  | 6322                                 | 6,5                               | 143,2  | 41,1              |
|               |      |                      | НВ                                     | В                          | 611                                   | 4,9  | 2994                                 | 0,33                       | 0,60                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 549                                  | 0,285  | 156                                  | 6,5                               | 3,6  | 1,0               |
|               |      |                      | Н+НВ                                   | В                          | 30983                                 |  | 100184                               |                            |  |                         |   | 22576                                |  | 6478                                 |                                   | 146,8  | 42,1              |
|               |      |                      | итого                                  |                            | 42414                                 |  | 133011                               |                            |  |                         |   | 29857                                |  | 8566                                 |                                   | 194,1  | 55,6              |
|               | II   |                      | Н                                      | С1                         | 154                                   | 11,8   | 1817                                 | 0,34                       | 0,72                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 412                                  | 0,287  | 118                                  | 6,5                               | 2,7  | 0,8               |
|               |      |                      | НВ                                     | С1                         | 63                                    | 1,8  | 113                                  | 0,34                       | 0,56                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 20                                   | 0,285  | 6                                    | 6,5                               | 0,1  | 0,0               |
|               |      |                      | Н+НВ                                   | С1                         | 217                                   |  | 1930                                 |                            |  |                         |   | 432                                  |  | 124                                  |                                   | 2,8  | 0,8               |
|               | III  |                      | Н                                      | В                          | 10722                                 | 4,4  | 47177                                | 0,33                       | 0,67                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 9657                                 | 0,287  | 2772                                 | 6,5                               | 62,8   | 18,0              |
|               |      |                      | НВ                                     | В                          | 4711                                  | 4,7  | 22142                                | 0,33                       | 0,60                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 4059                                 | 0,285  | 1157                                 | 6,5                               | 26,4   | 7,5               |
|               |      |                      | Н+НВ                                   | В                          | 15433                                 |  | 69319                                |                            |  |                         |   | 13716                                |  | 3929                                 |                                   | 89,2   | 25,5              |
|               |      |                      | За пределами контрактной территории    |                            |                                       |  |                                      |                            |  |                         |   |                                      |  |                                      |                                   |  |                   |
|               |      |                      | Н                                      | В                          | 1329                                  | 7,2  | 9569                                 | 0,32                       | 0,61                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 1729                                 | 0,287  | 496                                  | 6,5                               | 11,2   | 3,2               |
|               |      |                      | итого                                  |                            | 16762                                 |  | 78888                                |                            |  |                         |   | 15445                                |  | 4425                                 |                                   | 100,4  | 28,7              |
|               | IV   |                      | Н                                      | В                          | 1094                                  | 3,8  | 4157                                 | 0,33                       | 0,69                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 876                                  | 0,287  | 251                                  | 6,5                               | 5,7  | 1,6               |
|               |      |                      | НВ                                     | В                          | 116                                   | 2,5  | 290                                  | 0,33                       | 0,61                                   | 0,938                   | 0,987                                     | 54                                   | 0,285  | 15                                   | 6,5                               | 0,4  | 0,1               |
|               |      |                      | Н+НВ                                   | В                          | 1210                                  |  | 4447                                 |                            |  |                         |   | 930                                  |  | 266                                  |                                   | 6,1  | 1,7               |





| Продолжение таблицы 2.4.1 |                      |                |       |                                       |       |       |        |      |      |       |       |       |       |       |      |       |       |
|---------------------------|----------------------|----------------|-------|---------------------------------------|-------|-------|--------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|
| 1                         | 2                    | 3              | 4     | 5                                     | 6     | 7     | 8      | 9    | 10   | 11    | 12    | 13    | 14    | 15    | 16   | 17    | 18    |
| А1                        | V                    |                | H     | B                                     | 4163  | 4,7   | 19566  | 0,33 | 0,72 | 0,938 | 0,987 | 4304  | 0,287 | 1235  | 6,5  | 28,0  | 8,0   |
|                           |                      |                | HB    | B                                     | 149   | 2,1   | 313    | 0,33 | 0,58 | 0,938 | 0,987 | 55    | 0,285 | 16    | 6,5  | 0,4   | 0,1   |
|                           |                      |                | H+HB  | B                                     | 4312  |       | 19879  |      |      |       |       | 4359  |       | 1251  |      | 28,4  | 8,1   |
|                           | VI                   |                | H     | B                                     | 6580  | 5,6   | 36848  | 0,34 | 0,75 | 0,938 | 0,987 | 8699  | 0,287 | 2497  | 6,5  | 56,5  | 16,2  |
|                           |                      |                | HB    | B                                     | 847   | 3,8   | 3219   | 0,34 | 0,63 | 0,938 | 0,987 | 638   | 0,285 | 182   | 6,5  | 4,1   | 1,2   |
|                           |                      |                | H+HB  | B                                     | 7427  |       | 40067  |      |      |       |       | 9337  |       | 2679  |      | 60,6  | 17,4  |
|                           | VII                  |                | H     | C1                                    | 232   | 8,2   | 1902   | 0,33 | 0,72 | 0,938 | 0,987 | 418   | 0,287 | 120   | 6,5  | 2,7   | 0,8   |
|                           |                      |                | HB    | C1                                    | 38    | 3,2   | 122    | 0,33 | 0,60 | 0,938 | 0,987 | 22    | 0,285 | 6     | 6,5  | 0,1   | 0,0   |
|                           |                      |                | H+HB  | C1                                    | 270   |       | 2024   |      |      |       |       | 440   |       | 126   |      | 2,8   | 0,8   |
|                           | В целом по пласту А1 |                |       | B                                     | 79882 |       | 316564 |      |      |       |       | 69319 |       | 19882 |      | 450,7 | 128,9 |
|                           |                      |                |       | C1                                    | 2200  |       | 8049   |      |      |       |       | 1743  |       | 500   |      | 11,2  | 3,2   |
|                           |                      |                |       | B+C1                                  | 82082 |       | 324613 |      |      |       |       | 71062 |       | 20382 |      | 461,9 | 132,1 |
|                           |                      |                |       | в том числе на контрактной территории |       |       |        |      |      |       |       |       |       |       |      |       |       |
|                           |                      |                |       | B                                     | 78197 |       | 305755 |      |      |       |       | 67358 |       | 19320 |      | 438,0 | 125,3 |
|                           |                      |                |       | C1                                    | 1984  |       | 7846   |      |      |       |       | 1704  |       | 489   |      | 11,0  | 3,1   |
|                           |                      |                |       | B+C1                                  | 80181 |       | 313601 |      |      |       |       | 69062 |       | 19809 |      | 449,0 | 128,4 |
|                           |                      |                |       | за пределами контрактной территории   |       |       |        |      |      |       |       |       |       |       |      |       |       |
| B                         |                      |                |       | 1685                                  |       | 10809 |        |      |      |       | 1961  |       | 562   |       | 12,7 | 3,6   |       |
| C1                        | 216                  |                | 203   |                                       |       |       |        | 39   |      | 11    |       | 0,2   | 0,1   |       |      |       |       |
| B+C1                      | 1901                 |                | 11012 |                                       |       |       |        | 2000 |      | 573   |       | 12,9  | 3,7   |       |      |       |       |
| А2                        | III                  | вост. участок  | H     | C1                                    | 1202  | 2,9   | 3486   | 0,32 | 0,58 | 0,938 | 0,987 | 599   | 0,288 | 173   | 6,5  | 3,9   | 1,1   |
|                           |                      |                | HB    | C1                                    | 143   | 1,8   | 257    | 0,30 | 0,51 | 0,938 | 0,987 | 36    | 0,286 | 10    | 6,5  | 0,2   | 0,1   |
|                           |                      |                | H+HB  | C1                                    | 1345  |       | 3743   |      |      |       |       | 635   |       | 183   |      | 4,1   | 1,2   |
|                           |                      | запад. участок | H     | B                                     | 1789  | 3,7   | 6619   | 0,34 | 0,64 | 0,938 | 0,987 | 1333  | 0,288 | 384   | 6,5  | 8,7   | 2,5   |
|                           |                      |                | HB    | B                                     | 1859  | 4,5   | 8366   | 0,34 | 0,62 | 0,938 | 0,987 | 1633  | 0,286 | 467   | 6,5  | 10,6  | 3,0   |
|                           |                      |                | H+HB  | B                                     | 3648  |       | 14985  |      |      |       |       | 2966  |       | 851   |      | 19,3  | 5,5   |
|                           | В целом по А2        |                |       | B                                     | 3648  |       | 14985  |      |      |       |       | 2966  |       | 851   |      | 19,3  | 5,5   |
|                           |                      |                |       | C1                                    | 1345  |       | 3743   |      |      |       |       | 635   |       | 183   |      | 4,1   | 1,2   |
|                           |                      |                |       | B+C1                                  | 4993  |       | 18728  |      |      |       |       | 3601  |       | 1034  |      | 23,4  | 6,7   |
| Б                         | Ia                   |                | H     | C1                                    | 1673  | 6,7   | 11209  | 0,32 | 0,55 | 0,935 | 0,974 | 1797  | 0,287 | 516   | 8,7  | 15,6  | 4,5   |
|                           |                      |                | HB    | C1                                    | 43    | 7,5   | 323    | 0,33 | 0,50 | 0,935 | 0,974 | 49    | 0,284 | 14    | 8,7  | 0,4   | 0,1   |
|                           |                      |                | H+HB  | C1                                    | 1716  |       | 11532  |      |      |       |       | 1846  |       | 530   |      | 16,0  | 4,6   |
|                           |                      |                | H     | C2                                    | 2733  | 3,2   | 8746   | 0,32 | 0,61 | 0,935 | 0,974 | 1555  | 0,144 | 224   | 8,7  | 13,5  | 1,9   |
|                           | Iб                   |                | H     | B                                     | 3138  | 1,8   | 5648   | 0,32 | 0,55 | 0,935 | 0,974 | 905   | 0,287 | 260   | 8,7  | 7,9   | 2,3   |
|                           |                      |                | HB    | B                                     | 299   | 1,8   | 538    | 0,32 | 0,48 | 0,935 | 0,974 | 75    | 0,284 | 21    | 8,7  | 0,7   | 0,2   |
|                           |                      |                | H+HB  | B                                     | 3437  |       | 6186   |      |      |       |       | 980   |       | 281   |      | 8,6   | 2,5   |
|                           | Iв                   |                | H     | B                                     | 5488  | 2,9   | 15915  | 0,33 | 0,61 | 0,935 | 0,974 | 2918  | 0,287 | 837   | 8,7  | 25,4  | 7,3   |
|                           |                      |                | HB    | B                                     | 596   | 3,4   | 2026   | 0,32 | 0,50 | 0,935 | 0,974 | 295   | 0,284 | 84    | 8,7  | 2,6   | 0,7   |
|                           |                      |                | H+HB  | B                                     | 6084  |       | 17941  |      |      |       |       | 3213  |       | 921   |      | 28,0  | 8,0   |
|                           | Iе                   |                | H     | B                                     | 27870 | 2,4   | 66888  | 0,33 | 0,61 | 0,935 | 0,974 | 12262 | 0,287 | 3519  | 8,7  | 106,7 | 30,6  |
|                           |                      |                | HB    | B                                     | 718   | 1,6   | 1149   | 0,32 | 0,48 | 0,935 | 0,974 | 161   | 0,284 | 46    | 8,7  | 1,4   | 0,4   |
|                           |                      |                | H+HB  | B                                     | 28588 |       | 68037  |      |      |       |       | 12423 |       | 3565  |      | 108,1 | 31,0  |
|                           | II                   |                |       | H                                     | C1    | 90    | 5,0    | 450  | 0,32 | 0,55  | 0,935 | 0,974 | 72    | 0,287 | 21   | 8,7   | 0,6   |



| Продолжение таблицы 2.4.1 |                     |   |      |      |       |     |        |      |      |       |       |       |       |      |      |       |      |
|---------------------------|---------------------|---|------|------|-------|-----|--------|------|------|-------|-------|-------|-------|------|------|-------|------|
| 1                         | 2                   | 3 | 4    | 5    | 6     | 7   | 8      | 9    | 10   | 11    | 12    | 13    | 14    | 15   | 16   | 17    | 18   |
| Б                         | III                 |   | Н    | С1   | 971   | 1,6 | 1554   | 0,32 | 0,51 | 0,935 | 0,974 | 231   | 0,287 | 66   | 8,7  | 2,0   | 0,6  |
|                           |                     |   | НВ   | С1   | 175   | 3,4 | 595    | 0,33 | 0,52 | 0,935 | 0,974 | 93    | 0,284 | 26   | 8,7  | 0,8   | 0,2  |
|                           |                     |   | Н+НВ | С1   | 1146  |     | 2149   |      |      |       |       | 324   |       | 92   |      | 2,8   | 0,8  |
|                           | IV                  |   | Н    | В    | 687   | 0,9 | 618    | 0,32 | 0,59 | 0,935 | 0,974 | 106   | 0,287 | 30   | 8,7  | 0,9   | 0,3  |
|                           |                     |   | НВ   | В    | 71    | 2,9 | 206    | 0,32 | 0,48 | 0,935 | 0,974 | 29    | 0,284 | 8    | 8,7  | 0,3   | 0,1  |
|                           |                     |   | Н+НВ | В    | 758   |     | 824    |      |      |       |       | 135   |       | 38   |      | 1,2   | 0,4  |
|                           | V                   |   | Н    | В    | 1597  | 0,7 | 1118   | 0,32 | 0,57 | 0,935 | 0,974 | 186   | 0,287 | 53   | 8,7  | 1,6   | 0,5  |
|                           | VI                  |   | Н    | В    | 3336  | 3,4 | 11342  | 0,33 | 0,62 | 0,935 | 0,974 | 2113  | 0,287 | 606  | 8,7  | 18,4  | 5,3  |
|                           |                     |   | НВ   | В    | 107   | 2,1 | 225    | 0,33 | 0,49 | 0,935 | 0,974 | 33    | 0,284 | 9    | 8,7  | 0,3   | 0,1  |
|                           |                     |   | Н+НВ | В    | 3443  |     | 11567  |      |      |       |       | 2146  |       | 615  |      | 18,7  | 5,4  |
|                           | VII                 |   | НВ   | С1   | 64    | 7,5 | 480    | 0,33 | 0,61 | 0,935 | 0,974 | 88    | 0,284 | 25   | 8,7  | 0,8   | 0,2  |
|                           | VIII                |   | НВ   | С1   | 185   | 4,0 | 740    | 0,32 | 0,49 | 0,935 | 0,974 | 106   | 0,284 | 30   | 8,7  | 0,9   | 0,3  |
|                           | В целом по пласту Б |   |      | В    | 43907 |     | 105673 |      |      |       |       | 19083 |       | 5473 |      | 166,2 | 47,8 |
|                           |                     |   |      | С1   | 3201  |     | 15351  |      |      |       |       | 2436  |       | 698  |      | 21,1  | 6,1  |
|                           |                     |   |      | В+С1 | 47108 |     | 121024 |      |      |       |       | 21519 |       | 6171 |      | 187,3 | 53,9 |
|                           |                     |   |      | С2   | 2733  |     | 8746   |      |      |       |       | 1555  |       | 224  |      | 13,5  | 1,9  |
| В                         | Ia                  |   | Н    | С1   | 1482  | 3,6 | 5335   | 0,32 | 0,50 | 0,94  | 0,97  | 778   | 0,287 | 223  | 10,3 | 8,0   | 2,3  |
|                           |                     |   | НВ   | С1   | 1436  | 2,7 | 3877   | 0,32 | 0,49 | 0,94  | 0,97  | 554   | 0,270 | 150  | 10,3 | 5,7   | 1,5  |
|                           |                     |   | Н+НВ | С1   | 2918  |     | 9212   |      |      |       |       | 1332  |       | 373  |      | 13,7  | 3,8  |
|                           | Iб                  |   | Н    | В    | 3988  | 2,4 | 9571   | 0,33 | 0,56 | 0,94  | 0,97  | 1613  | 0,287 | 463  | 10,3 | 16,6  | 4,8  |
|                           |                     |   | НВ   | В    | 755   | 3,8 | 2869   | 0,32 | 0,49 | 0,94  | 0,97  | 410   | 0,270 | 111  | 10,3 | 4,2   | 1,1  |
|                           |                     |   | Н+НВ | В    | 4743  |     | 12440  |      |      |       |       | 2023  |       | 574  |      | 20,8  | 5,9  |
|                           | Iв                  |   | Н    | В    | 4221  | 1,4 | 5909   | 0,32 | 0,55 | 0,94  | 0,97  | 948   | 0,287 | 272  | 10,3 | 9,8   | 2,8  |
|                           |                     |   | НВ   | В    | 84    | 1,3 | 109    | 0,32 | 0,47 | 0,94  | 0,97  | 15    | 0,270 | 4    | 10,3 | 0,2   | 0,1  |
|                           |                     |   | Н+НВ | В    | 4305  |     | 6018   |      |      |       |       | 963   |       | 276  |      | 10,0  | 2,9  |
|                           | Iд                  |   | Н    | В    | 1018  | 3,1 | 3156   | 0,32 | 0,58 | 0,94  | 0,97  | 534   | 0,287 | 153  | 10,3 | 5,5   | 1,6  |
|                           |                     |   | НВ   | В    | 83    | 1,6 | 133    | 0,32 | 0,58 | 0,94  | 0,97  | 23    | 0,270 | 6    | 10,3 | 0,2   | 0,1  |
|                           |                     |   | Н+НВ | В    | 1101  |     | 3289   |      |      |       |       | 557   |       | 159  |      | 5,7   | 1,7  |
|                           | Iе                  |   | Н    | В    | 31722 | 2,0 | 63444  | 0,32 | 0,58 | 0,94  | 0,97  | 10737 | 0,287 | 3082 | 10,3 | 110,6 | 31,7 |
|                           |                     |   | НВ   | В    | 1002  | 2,6 | 2605   | 0,32 | 0,49 | 0,94  | 0,97  | 372   | 0,270 | 100  | 10,3 | 3,8   | 1,0  |
|                           |                     |   | Н+НВ | В    | 32724 |     | 66049  |      |      |       |       | 11109 |       | 3182 |      | 114,4 | 32,7 |
|                           | II                  |   | Н    | С1   | 34    | 3,5 | 119    | 0,32 | 0,55 | 0,940 | 0,970 | 19    | 0,287 | 5    | 10,3 | 0,2   | 0,1  |
|                           | III                 |   | Н    | С1   | 230   | 1,1 | 253    | 0,33 | 0,52 | 0,94  | 0,97  | 40    | 0,287 | 11   | 10,3 | 0,4   | 0,1  |
|                           |                     |   | НВ   | С1   | 11    | 2,0 | 22     | 0,27 | 0,50 | 0,94  | 0,97  | 3     | 0,270 | 1    | 10,3 | 0,0   | 0,0  |
|                           |                     |   | Н+НВ | С1   | 241   |     | 275    |      |      |       |       | 43    |       | 12   |      | 0,4   | 0,1  |
|                           | IV                  |   | Н+НВ | В    | 974   | 1,3 | 1266   | 0,32 | 0,56 | 0,940 | 0,970 | 207   | 0,270 | 56   | 10,3 | 2,1   | 0,6  |
|                           | V                   |   | Н    | В    | 2242  | 1,6 | 3587   | 0,32 | 0,57 | 0,94  | 0,97  | 597   | 0,287 | 171  | 10,3 | 6,1   | 1,8  |
|                           |                     |   | НВ   | В    | 66    | 1,8 | 119    | 0,31 | 0,47 | 0,94  | 0,97  | 16    | 0,270 | 4    | 10,3 | 0,2   | 0,1  |
|                           |                     |   | Н+НВ | В    | 2308  |     | 3706   |      |      |       |       | 613   |       | 175  |      | 6,3   | 1,9  |
|                           | VI                  |   | Н    | В    | 4377  | 2,1 | 9192   | 0,32 | 0,57 | 0,94  | 0,97  | 1529  | 0,287 | 439  | 10,3 | 15,7  | 4,5  |
|                           |                     |   | НВ   | В    | 246   | 2,2 | 541    | 0,32 | 0,48 | 0,94  | 0,97  | 76    | 0,270 | 21   | 10,3 | 0,8   | 0,2  |
|                           |                     |   | Н+НВ | В    | 4623  |     | 9733   |      |      |       |       | 1605  |       | 460  |      | 16,5  | 4,7  |



Продолжение таблицы 2.4.1

| 1    | 2                   | 3   | 4    | 5     | 6     | 7      | 8      | 9    | 10   | 11    | 12    | 13    | 14    | 15    | 16    | 17    | 18    |
|------|---------------------|---|------|-------|-------|--------|--------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| В    | VII                 |   | Н    | C1    | 19    | 3,7    | 70     | 0,32 | 0,57 | 0,940 | 0,970 | 12    | 0,287 | 3     | 10,3  | 0,1   | 0,0   |
|      | VIII                |   | НВ   | C1    | 67    | 1,7    | 114    | 0,32 | 0,50 | 0,940 | 0,970 | 17    | 0,270 | 5     | 10,3  | 0,2   | 0,1   |
|      | В целом по пласту В |   |      | В     | 50778 |        | 102501 |      |      |       |       | 17077 |       | 4882  |       | 175,8 | 50,4  |
|      |                     |   |      | C1    | 3279  |        | 9790   |      |      |       |       | 1423  |       | 398   |       | 14,6  | 4,1   |
| В+С1 |                     |   |      | 54057 |       | 112291 |        |      |      |       | 18500 |       | 5280  |       | 190,4 | 54,5  |       |
| Г    | Iб                  | западный<br>участок                                 | Н    | В     | 576   | 9,3    | 5357   | 0,33 | 0,60 | 0,939 | 0,977 | 973   | 0,329 | 320   | 7,9   | 7,7   | 2,5   |
|      |                     |   | НВ   | В     | 3554  | 3,8    | 13505  | 0,34 | 0,57 | 0,939 | 0,977 | 2401  | 0,323 | 776   | 7,9   | 19,0  | 6,1   |
|      |                     |   | Н+НВ | В     | 4130  |        | 18862  |      |      |       |       | 3374  |       | 1096  |       | 26,7  | 8,6   |
|      | Iв                  |   | Н    | В     | 2790  | 7,5    | 20925  | 0,32 | 0,58 | 0,939 | 0,977 | 3563  | 0,329 | 1172  | 7,9   | 28,1  | 9,2   |
|      |                     |   | НВ   | В     | 2308  | 4,6    | 10617  | 0,32 | 0,55 | 0,939 | 0,977 | 1714  | 0,322 | 552   | 7,9   | 13,5  | 4,3   |
|      |                     |   | Н+НВ | В     | 5098  |        | 31542  |      |      |       |       | 5277  |       | 1724  |       | 41,6  | 13,5  |
|      | Iг                  |   | Н    | В     | 30    | 4,3    | 129    | 0,32 | 0,49 | 0,939 | 0,977 | 19    | 0,329 | 6     | 7,9   | 0,2   | 0,1   |
|      |                     |   | Н    | C1    | 19    | 4,3    | 82     | 0,36 | 0,53 | 0,939 | 0,977 | 14    | 0,329 | 5     | 7,9   | 0,1   | 0,0   |
|      |                     |   | НВ   | C1    | 231   | 2,2    | 508    | 0,36 | 0,53 | 0,939 | 0,977 | 89    | 0,322 | 29    | 7,9   | 0,7   | 0,2   |
|      |                     |   | Н+НВ | C1    | 250   |        | 590    |      |      |       |       | 103   |       | 34    |       | 0,8   | 0,2   |
|      |                     |   | Н+НВ | В+С1  | 280   |        | 719    |      |      |       |       | 122   |       | 40    |       | 1,0   | 0,3   |
|      | Iд                  |   | Н    | В     | 195   | 9,6    | 1872   | 0,34 | 0,55 | 0,939 | 0,977 | 321   | 0,329 | 106   | 7,9   | 2,5   | 0,8   |
|      |                     |   | Н    | C1    | 357   | 7,3    | 2606   | 0,34 | 0,55 | 0,939 | 0,977 | 447   | 0,329 | 147   | 7,9   | 3,5   | 1,2   |
|      |                     |   | НВ   | C1    | 569   | 4,2    | 2390   | 0,34 | 0,55 | 0,939 | 0,977 | 410   | 0,322 | 132   | 7,9   | 3,2   | 1,0   |
|      |                     |   | Н+НВ | C1    | 926   |        | 4996   |      |      |       |       | 857   |       | 279   |       | 6,7   | 2,2   |
|      |                     |   | Н+НВ | В+С1  | 1121  |        | 6868   |      |      |       |       | 1178  |       | 385   |       | 9,2   | 3,0   |
|      | Iе                  |   | Н    | В     | 28447 | 12,6   | 358432 | 0,34 | 0,68 | 0,939 | 0,977 | 76025 | 0,329 | 25012 | 7,9   | 600,6 | 197,6 |
|      |                     |   | НВ   | В     | 12573 | 6,7    | 84239  | 0,34 | 0,58 | 0,939 | 0,977 | 15240 | 0,322 | 4907  | 7,9   | 120,4 | 38,8  |
|      |                     |   | Н+НВ | В     | 41020 |        | 442671 |      |      |       |       | 91265 |       | 29919 |       | 721,0 | 236,4 |
|      | II                  |   | Н    | C1    | 125   | 7,1    | 888    | 0,32 | 0,60 | 0,939 | 0,977 | 156   | 0,329 | 51    | 7,9   | 1,2   | 0,4   |
|      |                     |   | НВ   | C1    | 84    | 5,8    | 487    | 0,33 | 0,57 | 0,939 | 0,977 | 84    | 0,322 | 27    | 7,9   | 0,7   | 0,2   |
|      |                     |   | Н+НВ | C1    | 209   |        | 1375   |      |      |       |       | 240   |       | 78    |       | 1,9   | 0,6   |
|      | IV                  |   | Н    | В     | 747   | 11,3   | 8441   | 0,33 | 0,63 | 0,939 | 0,977 | 1610  | 0,329 | 530   | 7,9   | 12,7  | 4,2   |
|      |                     |   | НВ   | В     | 532   | 4,2    | 2234   | 0,33 | 0,56 | 0,939 | 0,977 | 379   | 0,322 | 122   | 7,9   | 3,0   | 1,0   |
|      |                     |   | Н+НВ | В     | 1279  |        | 10675  |      |      |       |       | 1989  |       | 652   |       | 15,7  | 5,2   |
|      | V                   |   | Н    | В     | 3050  | 8,2    | 25010  | 0,33 | 0,67 | 0,939 | 0,977 | 5073  | 0,329 | 1669  | 7,9   | 40,1  | 13,2  |
|      |                     |   | НВ   | В     | 816   | 2,9    | 2366   | 0,33 | 0,54 | 0,939 | 0,977 | 387   | 0,322 | 125   | 7,9   | 3,1   | 1,0   |
|      |                     |   | Н+НВ | В     | 3866  |        | 27376  |      |      |       |       | 5460  |       | 1794  |       | 43,2  | 14,2  |
|      | VI                  |   | Н    | В     | 3518  | 8,9    | 31310  | 0,34 | 0,67 | 0,939 | 0,977 | 6543  | 0,329 | 2153  | 7,9   | 51,7  | 17,0  |
|      |                     |   | НВ   | В     | 1557  | 4,0    | 6228   | 0,33 | 0,57 | 0,939 | 0,977 | 1075  | 0,323 | 347   | 7,9   | 8,5   | 2,7   |
|      |                     |   | Н+НВ | В     | 5075  |        | 37538  |      |      |       |       | 7618  |       | 2500  |       | 60,2  | 19,7  |
|      | VII                 | р-он скв,<br>4946<br>за F <sup>1</sup> <sub>1</sub> | Н    | C1    | 107   | 11,9   | 1273   | 0,31 | 0,64 | 0,939 | 0,977 | 232   | 0,329 | 76    | 7,9   | 1,8   | 0,6   |
|      |                     |   | НВ   | C1    | 63    | 6,8    | 428    | 0,33 | 0,56 | 0,939 | 0,977 | 73    | 0,323 | 24    | 7,9   | 0,6   | 0,2   |
|      |                     |   | Н+НВ | C1    | 170   |        | 1701   |      |      |       |       | 305   |       | 100   |       | 2,4   | 0,8   |



Продолжение таблицы 2.4.1

| 1  | 2                    | 3                           | 4    | 5    | 6     | 7    | 8      | 9    | 10   | 11    | 12    | 13     | 14    | 15    | 16   | 17    | 18    |
|----|----------------------|-----------------------------|------|------|-------|------|--------|------|------|-------|-------|--------|-------|-------|------|-------|-------|
| Г  | VIIa                 | р-он скв.<br>4938<br>за F11 | НВ   | C1   | 722   | 3,3  | 2383   | 0,31 | 0,50 | 0,939 | 0,977 | 339    | 0,323 | 109   | 7,9  | 2,7   | 0,9   |
|    | VIII                 | р-он скв.<br>2876<br>за F11 | Н+НВ | C1   | 466   | 2,3  | 1072   | 0,32 | 0,50 | 0,939 | 0,977 | 157    | 0,323 | 51    | 7,9  | 1,2   | 0,4   |
|    | В целом по пласту Г  |                             |      | В    | 60693 |      | 570665 |      |      |       |       | 115323 |       | 37797 |      | 911,1 | 298,5 |
|    |                      |                             |      | C1   | 2743  |      | 12117  |      |      |       |       | 2001   |       | 651   |      | 15,7  | 5,1   |
|    |                      |                             |      | В+С1 | 63436 |      | 582782 |      |      |       |       | 117324 |       | 38448 |      | 926,8 | 303,6 |
| Д1 | Iб                   | р-н скв.911                 | НВ   | В    | 87    | 0,9  | 78     | 0,35 | 0,66 | 0,946 | 0,961 | 16     | 0,325 | 5     | 8,5  | 0,1   | 0,0   |
|    |                      |                             | НВ   | В    | 643   | 2,2  | 1415   | 0,34 | 0,63 | 0,946 | 0,961 | 276    | 0,325 | 90    | 8,5  | 2,3   | 0,7   |
|    | Iв                   |                             | Н    | В    | 683   | 7,5  | 5123   | 0,35 | 0,68 | 0,946 | 0,961 | 1108   | 0,329 | 365   | 8,5  | 9,4   | 3,1   |
|    |                      |                             | НВ   | В    | 968   | 3,7  | 3582   | 0,33 | 0,60 | 0,946 | 0,961 | 645    | 0,325 | 210   | 8,5  | 5,5   | 1,8   |
|    |                      |                             | Н+НВ | В    | 1651  |      | 8705   |      |      |       | 1753  |        | 575   |       | 14,9 | 4,9   |       |
|    | Iд                   |                             | НВ   | C1   | 193   | 1,8  | 347    | 0,34 | 0,57 | 0,946 | 0,961 | 61     | 0,325 | 20    | 8,5  | 0,5   | 0,2   |
|    | Iе                   |                             | Н    | В    | 11187 | 2,4  | 26849  | 0,33 | 0,64 | 0,946 | 0,961 | 5155   | 0,329 | 1696  | 8,5  | 43,8  | 14,4  |
|    |                      |                             | НВ   | В    | 2439  | 1,9  | 4634   | 0,33 | 0,61 | 0,946 | 0,961 | 848    | 0,325 | 276   | 8,5  | 7,2   | 2,3   |
|    |                      |                             | Н+НВ | В    | 13626 |      | 31483  |      |      |       | 6003  |        | 1972  |       | 51,0 | 16,7  |       |
|    |                      |                             | Н    | C1   | 321   | 1,4  | 449    | 0,32 | 0,70 | 0,946 | 0,961 | 91     | 0,329 | 30    | 8,5  | 0,8   | 0,3   |
|    |                      |                             | НВ   | C1   | 119   | 1,9  | 226    | 0,33 | 0,55 | 0,946 | 0,961 | 37     | 0,325 | 12    | 8,5  | 0,3   | 0,1   |
|    |                      |                             | Н+НВ | C1   | 440   |      | 675    |      |      |       | 128   |        | 42    |       | 1,1  | 0,4   |       |
|    |                      |                             | Н+НВ | В+С1 | 14066 |      | 32158  |      |      |       | 6131  |        | 2014  |       | 52,1 | 17,1  |       |
|    | В целом по пласту Д1 |                             |      | В    | 16007 |      | 41681  |      |      |       |       | 8048   |       | 2642  |      | 68,3  | 22,3  |
|    |                      |                             |      | C1   | 633   |      | 1022   |      |      |       |       | 189    |       | 62    |      | 1,6   | 0,6   |
|    |                      |                             |      | В+С1 | 16640 |      | 42703  |      |      |       |       | 8237   |       | 2704  |      | 69,9  | 22,9  |
| Д2 | Iе                   |                             | Н    | В    | 4595  | 13,1 | 60195  | 0,34 | 0,71 | 0,940 | 0,984 | 13441  | 0,312 | 4194  | 6    | 80,6  | 25,1  |
|    |                      |                             | НВ   | В    | 1425  | 5,6  | 7980   | 0,34 | 0,52 | 0,940 | 0,984 | 1305   | 0,282 | 368   | 6    | 7,8   | 2,2   |
|    |                      |                             | Н+НВ | В    | 6020  |      | 68175  |      |      |       |       | 14746  |       | 4562  |      | 88,4  | 27,3  |
|    | II                   |                             | Н    | В    | 81    | 15,1 | 1223   | 0,32 | 0,67 | 0,940 | 0,984 | 243    | 0,312 | 76    | 6    | 1,5   | 0,5   |
|    |                      |                             | НВ   | В    | 53    | 12,3 | 652    | 0,33 | 0,44 | 0,940 | 0,984 | 88     | 0,282 | 25    | 6    | 0,5   | 0,1   |
|    |                      |                             | Н+НВ | В    | 134   |      | 1875   |      |      |       |       | 331    |       | 101   |      | 2,0   | 0,6   |
|    | IV                   |                             | Н    | В    | 664   | 18,4 | 12218  | 0,34 | 0,69 | 0,940 | 0,984 | 2651   | 0,312 | 827   | 6    | 15,9  | 5,0   |
|    |                      |                             | НВ   | В    | 358   | 7,3  | 2613   | 0,33 | 0,51 | 0,940 | 0,984 | 407    | 0,282 | 115   | 6    | 2,4   | 0,7   |
|    |                      |                             | Н+НВ | В    | 1022  |      | 14831  |      |      |       |       | 3058   |       | 942   |      | 18,3  | 5,7   |
|    | V                    |                             | Н    | В    | 2100  | 11,4 | 23940  | 0,33 | 0,71 | 0,940 | 0,984 | 5188   | 0,312 | 1619  | 6    | 31,1  | 9,7   |
|    |                      |                             | НВ   | В    | 223   | 2,7  | 602    | 0,33 | 0,44 | 0,940 | 0,984 | 81     | 0,282 | 23    | 6    | 0,5   | 0,1   |
|    |                      |                             | Н+НВ | В    | 2323  |      | 24542  |      |      |       |       | 5269   |       | 1642  |      | 31,6  | 9,8   |
|    | VI                   |                             | Н    | В    | 947   | 3,2  | 3030   | 0,32 | 0,65 | 0,940 | 0,984 | 583    | 0,312 | 182   | 6    | 3,5   | 1,1   |
|    | VII                  |                             | Н    | C1   | 58    | 14,8 | 858    | 0,32 | 0,70 | 0,940 | 0,984 | 178    | 0,312 | 56    | 6    | 1,1   | 0,3   |
|    |                      |                             | НВ   | C1   | 37    | 12,5 | 463    | 0,32 | 0,51 | 0,940 | 0,984 | 70     | 0,282 | 20    | 6    | 0,4   | 0,1   |
|    |                      |                             | Н+НВ | C1   | 95    |      | 1321   |      |      |       |       | 248    |       | 76    |      | 1,5   | 0,4   |



| Продолжение таблицы 2.4.1 |                                   |   |      |      |       |      |        |      |      |       |       |       |       |      |       |       |      |  |
|---------------------------|-----------------------------------|---|------|------|-------|------|--------|------|------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|------|--|
| 1                         | 2                                 | 3 | 4    | 5    | 6     | 7    | 8      | 9    | 10   | 11    | 12    | 13    | 14    | 15   | 16    | 17    | 18   |  |
| Д2                        | В целом по пласту Д2              |   |      | В    | 10446 |      | 112453 |      |      |       |       | 23987 |       | 7429 |       | 143,8 | 44,5 |  |
|                           |                                   |   |      | С1   | 95    |      | 1321   |      |      |       | 248   |       | 76    |      | 1,5   | 0,4   |      |  |
|                           |                                   |   |      | В+С1 | 10541 |      | 113774 |      |      |       | 24235 |       | 7505  |      | 145,3 | 44,9  |      |  |
| Ю-1ср<br>восток           | Ie                                |   | Н    | В    | 132   | 2,5  | 330    | 0,32 | 0,57 | 0,939 | 0,985 | 56    | 0,315 | 18   | 5,5   | 0,3   | 0,1  |  |
|                           |                                   |   | Н    | С1   | 118   | 3,9  | 460    | 0,31 | 0,65 | 0,939 | 0,985 | 86    | 0,315 | 27   | 5,5   | 0,5   | 0,2  |  |
|                           | II                                |   | НВ   | С1   | 12    | 6,0  | 72     | 0,31 | 0,50 | 0,939 | 0,985 | 10    | 0,287 | 3    | 5,5   | 0,1   | 0,0  |  |
|                           |                                   |   | Н+НВ | С1   | 130   |      | 532    |      |      |       |       | 96    |       | 30   |       | 0,6   | 0,2  |  |
|                           | IV                                |   | Н    | В    | 107   | 1,1  | 118    | 0,31 | 0,46 | 0,939 | 0,985 | 16    | 0,315 | 5    | 5,5   | 0,1   | 0,0  |  |
|                           | V                                 |   | Н    | В    | 1272  | 3,9  | 4961   | 0,32 | 0,62 | 0,939 | 0,985 | 910   | 0,315 | 287  | 5,5   | 5,0   | 1,6  |  |
|                           |                                   |   | НВ   | В    | 106   | 2,7  | 286    | 0,31 | 0,45 | 0,939 | 0,985 | 37    | 0,287 | 11   | 5,5   | 0,2   | 0,1  |  |
|                           |                                   |   | Н+НВ | В    | 1378  |      | 5247   |      |      |       |       | 947   |       | 298  |       | 5,2   | 1,7  |  |
|                           | VI                                |   | Н    | В    | 300   | 2,2  | 660    | 0,33 | 0,55 | 0,939 | 0,985 | 111   | 0,315 | 35   | 5,5   | 0,6   | 0,2  |  |
|                           |                                   |   | НВ   | В    | 75    | 1,7  | 128    | 0,33 | 0,45 | 0,939 | 0,985 | 18    | 0,287 | 5    | 5,5   | 0,1   | 0,0  |  |
|                           |                                   |   | Н+НВ | В    | 375   |      | 788    |      |      |       |       | 129   |       | 40   |       | 0,7   | 0,2  |  |
|                           | VII                               |   | Н    | С1   | 62    | 3,5  | 217    | 0,31 | 0,63 | 0,939 | 0,985 | 39    | 0,315 | 12   | 5,5   | 0,2   | 0,1  |  |
|                           |                                   |   | НВ   | С1   | 14    | 1,1  | 15     | 0,31 | 0,60 | 0,939 | 0,985 | 3     | 0,287 | 1    | 5,5   | 0,0   | 0,0  |  |
|                           |                                   |   | Н+НВ | С1   | 76    |      | 232    |      |      |       |       | 42    |       | 13   |       | 0,2   | 0,1  |  |
|                           | В целом по пласту<br>Ю-1ср восток |   |      | В    | 1992  |      | 6483   |      |      |       |       | 1148  |       | 361  |       | 6,3   | 2,0  |  |
|                           |                                   |   |      | С1   | 206   |      | 764    |      |      |       | 138   |       | 43    |      | 0,8   | 0,3   |      |  |
|                           |                                   |   |      | В+С1 | 2198  |      | 7247   |      |      |       | 1286  |       | 404   |      | 7,1   | 2,3   |      |  |
| Ю-1н<br>восток            | Ie                                |   | Н    | В    | 796   | 4,4  | 3502   | 0,32 | 0,60 | 0,939 | 0,985 | 622   | 0,327 | 203  | 5,5   | 3,4   | 1,1  |  |
|                           |                                   |   | НВ   | В    | 2051  | 5,8  | 11896  | 0,33 | 0,52 | 0,939 | 0,985 | 1888  | 0,296 | 559  | 5,5   | 10,4  | 3,1  |  |
|                           |                                   |   | Н+НВ | В    | 2847  |      | 15398  |      |      |       |       | 2510  |       | 762  |       | 13,8  | 4,2  |  |
|                           |                                   |   | Н    | С1   | 2566  | 3,8  | 9751   | 0,32 | 0,61 | 0,939 | 0,985 | 1760  | 0,327 | 576  | 5,5   | 9,7   | 3,2  |  |
|                           |                                   |   | НВ   | С1   | 1005  | 7,0  | 7035   | 0,32 | 0,50 | 0,939 | 0,985 | 1041  | 0,296 | 308  | 5,5   | 5,7   | 1,7  |  |
|                           |                                   |   | Н+НВ | С1   | 3571  |      | 16786  |      |      |       |       | 2801  |       | 884  |       | 15,4  | 4,9  |  |
|                           |                                   |   |      | В+С1 | 6418  |      | 32184  |      |      |       |       | 5311  |       | 1646 |       | 29,2  | 9,1  |  |
|                           | II                                |   | Н    | С1   | 140   | 8,2  | 1148   | 0,31 | 0,61 | 0,939 | 0,985 | 201   | 0,327 | 66   | 5,5   | 1,1   | 0,4  |  |
|                           |                                   |   | НВ   | С1   | 46    | 8,1  | 373    | 0,31 | 0,47 | 0,939 | 0,985 | 50    | 0,296 | 15   | 5,5   | 0,3   | 0,1  |  |
|                           |                                   |   | Н+НВ | С1   | 186   |      | 1521   |      |      |       |       | 251   |       | 81   |       | 1,4   | 0,5  |  |
|                           | IV                                |   | Н    | В    | 60    | 22,0 | 1320   | 0,34 | 0,65 | 0,939 | 0,985 | 270   | 0,327 | 88   | 5,5   | 1,5   | 0,5  |  |
|                           |                                   |   | НВ   | В    | 742   | 8,9  | 6604   | 0,33 | 0,53 | 0,939 | 0,985 | 1068  | 0,296 | 316  | 5,5   | 5,9   | 1,7  |  |
|                           |                                   |   | Н+НВ | В    | 802   |      | 7924   |      |      |       |       | 1338  |       | 404  |       | 7,4   | 2,2  |  |
|                           | V                                 |   | Н    | В    | 801   | 15,9 | 12736  | 0,33 | 0,64 | 0,939 | 0,985 | 2488  | 0,327 | 814  | 5,5   | 13,7  | 4,5  |  |
|                           |                                   |   | НВ   | В    | 1502  | 8,3  | 12467  | 0,32 | 0,50 | 0,939 | 0,985 | 1845  | 0,296 | 546  | 5,5   | 10,1  | 3,0  |  |
|                           |                                   |   | Н+НВ | В    | 2303  |      | 25203  |      |      |       |       | 4333  |       | 1360 |       | 23,8  | 7,5  |  |
|                           | VI                                |   | Н    | В    | 382   | 17,1 | 6532   | 0,32 | 0,59 | 0,939 | 0,985 | 1141  | 0,327 | 373  | 5,5   | 6,3   | 2,1  |  |
|                           |                                   |   | НВ   | В    | 1429  | 12,5 | 17863  | 0,32 | 0,53 | 0,939 | 0,985 | 2802  | 0,296 | 829  | 5,5   | 15,4  | 4,6  |  |
|                           |                                   |   | Н+НВ | В    | 1811  |      | 24395  |      |      |       |       | 3943  |       | 1202 |       | 21,7  | 6,7  |  |
|                           | VII                               |   | Н    | С1   | 72    | 6,0  | 432    | 0,31 | 0,64 | 0,939 | 0,985 | 79    | 0,327 | 26   | 5,5   | 0,4   | 0,1  |  |
|                           |                                   |   | НВ   | С1   | 25    | 2,2  | 55     | 0,31 | 0,47 | 0,939 | 0,985 | 7     | 0,296 | 2    | 5,5   | 0,0   | 0,0  |  |
|                           |                                   |   | Н+НВ | С1   | 97    |      | 487    |      |      |       |       | 86    |       | 28   |       | 0,4   | 0,1  |  |



Продолжение таблицы 2.4.1

| 1                               | 2                                | 3    | 4    | 5    | 6     | 7     | 8      | 9     | 10   | 11    | 12    | 13    | 14    | 15    | 16    | 17   | 18   |     |
|---------------------------------|----------------------------------|------|------|------|-------|-------|--------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|-----|
| Ю-Ин<br>восток                  | В целом по пласту<br>Ю-Ин восток |      |      | B    | 7763  |       | 72920  |       |      |       |       | 12124 |       | 3728  |       | 66,7 | 20,6 |     |
|                                 |                                  |      |      | C1   | 3854  |       | 18794  |       |      |       | 3138  |       | 993   |       | 17,3  | 5,5  |      |     |
|                                 |                                  |      |      | B+C1 | 11617 |       | 91714  |       |      |       | 15262 |       | 4721  |       | 84,0  | 26,1 |      |     |
| Ю-Исп<br>запад                  | Iа                               |      | H    | C1   | 618   | 3,7   | 2287   | 0,32  | 0,51 | 0,939 | 0,985 | 345   | 0,315 | 109   | 5,5   | 1,9  | 0,6  |     |
|                                 |                                  |      | HB   | C1   | 1526  | 3,4   | 5188   | 0,32  | 0,45 | 0,939 | 0,985 | 691   | 0,294 | 203   | 5,5   | 3,8  | 1,1  |     |
|                                 |                                  |      | H+HB | C1   | 2144  |       | 7475   |       |      |       | 1036  |       | 312   |       | 5,7   | 1,7  |      |     |
|                                 | Iб                               |      | H    | B    | 2380  | 5,2   | 12376  | 0,33  | 0,66 | 0,939 | 0,985 | 2493  | 0,315 | 785   | 5,5   | 13,7 | 4,3  |     |
|                                 |                                  |      | HB   | B    | 1186  | 2,7   | 3202   | 0,33  | 0,46 | 0,939 | 0,985 | 450   | 0,294 | 132   | 5,5   | 2,5  | 0,7  |     |
|                                 |                                  |      | H+HB | B    | 3566  |       | 15578  |       |      |       | 2943  |       | 917   |       | 16,2  | 5,0  |      |     |
|                                 | Iв                               |      | H    | B    | 3352  | 4,4   | 14749  | 0,32  | 0,68 | 0,939 | 0,985 | 2968  | 0,315 | 935   | 5,5   | 16,3 | 5,1  |     |
|                                 |                                  |      | HB   | B    | 301   | 3,2   | 963    | 0,33  | 0,50 | 0,939 | 0,985 | 147   | 0,294 | 43    | 5,5   | 0,8  | 0,2  |     |
|                                 |                                  |      | H+HB | B    | 3653  |       | 15712  |       |      |       | 3115  |       | 978   |       | 17,1  | 5,3  |      |     |
|                                 | Iд                               |      | H    | C1   | 324   | 4,6   | 1490   | 0,32  | 0,60 | 0,939 | 0,985 | 265   | 0,315 | 83    | 5,5   | 1,5  | 0,5  |     |
|                                 |                                  |      | HB   | C1   | 109   | 2,6   | 283    | 0,32  | 0,55 | 0,939 | 0,985 | 46    | 0,294 | 14    | 5,5   | 0,3  | 0,1  |     |
|                                 |                                  |      | H+HB | C1   | 433   |       | 1773   |       |      |       | 311   |       | 97    |       | 1,8   | 0,6  |      |     |
|                                 | Iе                               |      | H    | C1   | 793   | 1,5   | 1190   | 0,33  | 0,59 | 0,939 | 0,985 | 214   | 0,315 | 67    | 5,5   | 1,2  | 0,4  |     |
|                                 |                                  |      | HB   | C1   | 126   | 0,9   | 113    | 0,32  | 0,44 | 0,939 | 0,985 | 15    | 0,294 | 4     | 5,5   | 0,1  | 0,0  |     |
|                                 |                                  |      | H+HB | C1   | 919   |       | 1303   |       |      |       | 229   |       | 71    |       | 1,3   | 0,4  |      |     |
|                                 | В целом по пласту<br>Ю-Исп запад |      |      |      | B     | 7219  |        | 31290 |      |       |       | 6058  |       | 1895  |       | 33,3 | 10,3 |     |
|                                 |                                  |      |      |      | C1    | 3063  |        | 8778  |      |       |       | 1576  |       | 480   |       | 8,8  | 2,7  |     |
|                                 |                                  |      |      |      | B+C1  | 10282 |        | 40068 |      |       |       | 7634  |       | 2375  |       | 42,1 | 13,0 |     |
| Ю-Ин<br>запад                   | Iб                               |      | H    | B    | 1002  | 6,4   | 6413   | 0,33  | 0,67 | 0,939 | 0,985 | 1311  | 0,325 | 426   | 5,5   | 7,2  | 2,3  |     |
|                                 |                                  |      | HB   | B    | 1032  | 4,7   | 4850   | 0,32  | 0,53 | 0,939 | 0,985 | 761   | 0,287 | 218   | 5,5   | 4,2  | 1,2  |     |
|                                 |                                  |      | H+HB | B    | 2034  |       | 11263  |       |      |       | 2072  |       | 644   |       | 11,4  | 3,5  |      |     |
|                                 | Iв                               |      | ГН   | B    | 149   | 5,6   | 834    | 0,32  | 0,64 | 0,939 | 0,985 | 158   | 0,195 | 31    | 5,5   | 0,9  | 0,2  |     |
|                                 |                                  |      | H    | B    | 4347  | 5,1   | 22170  | 0,32  | 0,66 | 0,939 | 0,985 | 4331  | 0,325 | 1408  | 5,5   | 23,8 | 7,7  |     |
|                                 |                                  |      | HB   | B    | 631   | 5,8   | 3660   | 0,32  | 0,54 | 0,939 | 0,985 | 585   | 0,287 | 168   | 5,5   | 3,2  | 0,9  |     |
|                                 | H+HB                             |      | B    | 5127 |       | 26664 |        |       |      | 5074  |       | 1607  |       | 27,9  | 8,8   |      |      |     |
| В целом по пласту<br>Ю-1н запад |                                  | H+HB | B    | 7161 |       | 37927 |        |       |      |       | 7146  |       | 2251  |       | 39,3  | 12,3 |      |     |
| В целом по Ю-1                  |                                  |      |      | B    | 24135 |       | 148620 |       |      |       | 26476 |       | 8235  |       | 145,6 | 45,2 |      |     |
|                                 |                                  |      |      | C1   | 7123  |       | 28336  |       |      |       | 4852  |       | 1516  |       | 26,9  | 8,5  |      |     |
|                                 |                                  |      |      | B+C1 | 31258 |       | 176956 |       |      |       | 31328 |       | 9751  |       | 172,5 | 53,7 |      |     |
| Ю-По<br>восток                  | Iе                               |      | H    | B    | 856   | 1,6   | 1370   | 0,32  | 0,62 | 0,939 | 0,961 | 245   | 0,325 | 80    | 10,5  | 2,6  | 0,8  |     |
|                                 |                                  |      | HB   | B    | 176   | 3,9   | 686    | 0,33  | 0,53 | 0,939 | 0,961 | 108   | 0,284 | 31    | 10,5  | 1,1  | 0,3  |     |
|                                 |                                  |      | H+HB | B    | 1032  |       | 2056   |       |      |       | 353   |       | 111   |       | 3,7   | 1,1  |      |     |
|                                 | II                               |      | H    | C1   | 72    | 4,4   | 317    | 0,30  | 0,52 | 0,939 | 0,961 | 45    | 0,325 | 15    | 10,5  | 0,5  | 0,2  |     |
|                                 |                                  |      | HB   | C1   | 54    | 5,2   | 281    | 0,30  | 0,48 | 0,939 | 0,961 | 37    | 0,284 | 11    | 10,5  | 0,4  | 0,1  |     |
|                                 |                                  |      | H+HB | C1   | 126   |       | 598    |       |      |       | 82    |       | 26    |       | 0,9   | 0,3  |      |     |
|                                 | V                                |      |      | HB   | B     | 240   | 1,5    | 360   | 0,32 | 0,44  | 0,939 | 0,961 | 46    | 0,284 | 13    | 10,5 | 0,5  | 0,1 |



| Продолжение таблицы 2.4.1       |                                  |      |      |                                       |        |       |         |      |      |       |       |        |       |       |       |        |       |
|---------------------------------|----------------------------------|------|------|---------------------------------------|--------|-------|---------|------|------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|--------|-------|
| 1                               | 2                                | 3    | 4    | 5                                     | 6      | 7     | 8       | 9    | 10   | 11    | 12    | 13     | 14    | 15    | 16    | 17     | 18    |
| Ю-По<br>восток                  | VI                               |      | Н    | В                                     | 189    | 2,8   | 529     | 0,31 | 0,50 | 0,939 | 0,961 | 74     | 0,325 | 24    | 10,5  | 0,8    | 0,3   |
|                                 |                                  |      | НВ   | В                                     | 643    | 3,4   | 2186    | 0,32 | 0,46 | 0,939 | 0,961 | 290    | 0,284 | 82    | 10,5  | 3,0    | 0,9   |
|                                 |                                  |      | Н+НВ | В                                     | 832    |       | 2715    |      |      |       |       | 364    |       | 106   |       | 3,8    | 1,2   |
|                                 | VII                              |      | Н    | С1                                    | 8      | 10,9  | 87      | 0,29 | 0,52 | 0,939 | 0,961 | 12     | 0,325 | 4     | 10,5  | 0,1    | 0,0   |
|                                 |                                  |      | НВ   | С1                                    | 7      | 10,6  | 74      | 0,31 | 0,43 | 0,939 | 0,961 | 9      | 0,284 | 3     | 10,5  | 0,1    | 0,0   |
|                                 |                                  |      | Н+НВ | С1                                    | 15     |       | 161     |      |      |       |       | 21     |       | 7     |       | 0,2    | 0,0   |
|                                 | В целом по пласту<br>Ю-По восток |      |      | В                                     | 2104   |       | 5131    |      |      |       |       | 763    |       | 230   |       | 8,0    | 2,4   |
|                                 |                                  |      |      | С1                                    | 141    |       | 759     |      |      |       |       | 103    |       | 33    |       | 1,1    | 0,3   |
| В+С1                            |                                  |      |      | 2245                                  |        | 5890  |         |      |      |       | 866   |        | 263   |       | 9,1   | 2,7    |       |
| Ю-Пл<br>восток                  | II                               |      | Н    | С1                                    | 54     | 3,8   | 205     | 0,31 | 0,59 | 0,939 | 0,961 | 34     | 0,321 | 11    | 10,5  | 0,4    | 0,1   |
|                                 |                                  |      | НВ   | С1                                    | 16     | 23,1  | 370     | 0,32 | 0,53 | 0,939 | 0,961 | 57     | 0,283 | 16    | 10,5  | 0,6    | 0,2   |
|                                 |                                  |      | Н+НВ | С1                                    | 70     |       | 575     |      |      |       |       | 91     |       | 27    |       | 1,0    | 0,3   |
|                                 | VI                               |      | Н    | В                                     | 754    | 7,4   | 5580    | 0,32 | 0,60 | 0,939 | 0,961 | 967    | 0,321 | 310   | 10,5  | 10,2   | 3,3   |
|                                 |                                  |      | НВ   | В                                     | 413    | 14,9  | 6154    | 0,32 | 0,54 | 0,939 | 0,961 | 960    | 0,283 | 272   | 10,5  | 10,1   | 2,9   |
|                                 |                                  |      | Н+НВ | В                                     | 1167   |       | 11734   |      |      |       |       | 1927   |       | 582   |       | 20,3   | 6,2   |
|                                 | VII                              |      | Н    | С1                                    | 22     | 7,0   | 154     | 0,31 | 0,65 | 0,939 | 0,961 | 28     | 0,321 | 9     | 10,5  | 0,3    | 0,1   |
|                                 |                                  |      | НВ   | С1                                    | 8      | 6,6   | 53      | 0,30 | 0,44 | 0,939 | 0,961 | 6      | 0,283 | 2     | 10,5  | 0,1    | 0,0   |
|                                 |                                  |      | Н+НВ | С1                                    | 30     |       | 207     |      |      |       |       | 34     |       | 11    |       | 0,4    | 0,1   |
|                                 | В целом по пласту<br>Ю-Пл восток |      |      | В                                     | 1167   |       | 11734   |      |      |       |       | 1927   |       | 582   |       | 20,3   | 6,2   |
|                                 |                                  |      |      | С1                                    | 100    |       | 782     |      |      |       |       | 125    |       | 38    |       | 1,4    | 0,4   |
|                                 |                                  |      |      | В+С1                                  | 1267   |       | 12516   |      |      |       |       | 2052   |       | 620   |       | 21,7   | 6,6   |
| Ю-По<br>запад                   | Iб                               |      | Н    | В                                     | 150    | 10,4  | 1560    | 0,33 | 0,62 | 0,939 | 0,961 | 288    | 0,319 | 92    | 10,5  | 3,0    | 1,0   |
|                                 |                                  |      | НВ   | В                                     | 828    | 8,7   | 7204    | 0,33 | 0,54 | 0,939 | 0,961 | 1158   | 0,282 | 327   | 10,5  | 12,2   | 3,4   |
|                                 |                                  |      | Н+НВ | В                                     | 978    |       | 8764    |      |      |       |       | 1446   |       | 419   |       | 15,2   | 4,4   |
|                                 | Iв                               |      | Н    | В                                     | 2948   | 11,2  | 33018   | 0,33 | 0,73 | 0,939 | 0,961 | 7178   | 0,319 | 2290  | 10,5  | 75,4   | 24,1  |
|                                 |                                  |      | НВ   | В                                     | 1495   | 8,6   | 12857   | 0,33 | 0,56 | 0,939 | 0,961 | 2144   | 0,282 | 605   | 10,5  | 22,5   | 6,3   |
|                                 |                                  |      | Н+НВ | В                                     | 4443   |       | 45875   |      |      |       |       | 9322   |       | 2895  |       | 97,9   | 30,4  |
| В целом по пласту<br>Ю-По запад |                                  | Н+НВ | В    | 5421                                  |        | 54639 |         |      |      |       | 10768 |        | 3314  |       | 113,1 | 34,8   |       |
| В целом по горизонту Ю-П        |                                  |      |      | В                                     | 8692   |       | 71504   |      |      |       |       | 13458  |       | 4126  |       | 141,4  | 43,4  |
|                                 |                                  |      |      | С1                                    | 241    |       | 1541    |      |      |       |       | 228    |       | 71    |       | 2,5    | 0,7   |
|                                 |                                  |      |      | В+С1                                  | 8933   |       | 73045   |      |      |       |       | 13686  |       | 4197  |       | 143,9  | 44,1  |
| Ю-П                             | Iс                               |      | НВЗ  | С1                                    | 2093   | 17,3  | 36209   | 0,07 | 0,63 | 0,942 | 0,987 | 1485   | 0,151 | 225   | 6,5   | 9,7    | 1,5   |
|                                 |                                  |      | НВЗ  | С2                                    | 4488   | 8,0   | 35904   | 0,07 | 0,63 | 0,942 | 0,987 | 1472   | 0,076 | 112   | 6,5   | 9,6    | 0,7   |
| В целом<br>по месторождению     |                                  |      |      | В                                     | 298188 |       | 1484646 |      |      |       |       | 295737 |       | 91317 |       | 2222,2 | 686,5 |
|                                 |                                  |      |      | С1                                    | 22953  |       | 117479  |      |      |       |       | 15240  |       | 4380  |       | 108,9  | 31,4  |
|                                 |                                  |      |      | В+С1                                  | 321141 |       | 1602125 |      |      |       |       | 310977 |       | 95697 |       | 2331,1 | 717,9 |
|                                 |                                  |      |      | С2                                    | 7221   |       | 44650   |      |      |       |       | 3027   |       | 336   |       | 23,1   | 2,6   |
|                                 |                                  |      |      | в том числе на контрактной территории |        |       |         |      |      |       |       |        |       |       |       |        |       |
|                                 |                                  |      |      | В                                     | 296503 |       | 1473837 |      |      |       |       | 293776 |       | 90755 |       | 2209,5 | 682,9 |
|                                 |                                  |      |      | С1                                    | 22737  |       | 117276  |      |      |       |       | 15201  |       | 4369  |       | 108,7  | 31,3  |
|                                 |                                  |      |      | В+С1                                  | 319240 |       | 1591113 |      |      |       |       | 308977 |       | 95124 |       | 2318,2 | 714,2 |
|                                 |                                  |      |      | С2                                    | 7221   |       | 44650   |      |      |       |       | 3027   |       | 336   |       | 23,1   | 2,6   |
| В целом<br>по месторождению     |                                  |      |      | за пределами контрактной территории   |        |       |         |      |      |       |       |        |       |       |       |        |       |
|                                 |                                  |      |      | В                                     | 1685   |       | 10809   |      |      |       |       | 1961   |       | 562   |       | 12,7   | 3,6   |
|                                 |                                  |      |      | С1                                    | 216    |       | 203     |      |      |       |       | 39     |       | 11    |       | 0,2    | 0,1   |
|                                 |                                  |      |      | В+С1                                  | 1901   |       | 11012   |      |      |       |       | 2000   |       | 573   |       | 12,9   | 3,7   |



Таблица 2.4.2– Месторождение Каражанбас. Запасы газа газовой шапки

| Горизонт                 | Блок            | Категория запасов | Площадь<br>газоносности,<br>тыс. м <sup>2</sup> | Средневзвешенная<br>газонасыщенная<br>толщина, м | Эффективный объем<br>, тыс. м <sup>3</sup> | Коэффициент<br>открытой пористости | Коэффициент<br>газонасыщенности | Начальное пластовое<br>давление, МПа | Конечное пластовое<br>давление, МПа | Поправка       |  | Коэффициент перевода<br>технич. атмосфер. в<br>физич. | Начальные геологич.<br>запасы газа, млн. м <sup>3</sup> |
|--------------------------|-----------------|-------------------|---|--|--|------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|----------------|--|---|---|
|                          |                 |                   |   |  |  |                                    |                                 |                                      |                                     | На температуру | На отклонение от<br>закона<br>Бойля-Мариотта |   |   |
| Ю-Ин<br>запад            | р-он скв<br>106 | C1                | 149   | 2,2  | 328  | 0,32                               | 0,51                            | 4,6                                  | 0,103                               | 0,96           | 1,1  | 9,87  | 2,5   |
| В целом по месторождению |                 |                   | 149   |  | 328  |                                    |                                 |                                      |                                     |                |  |   | 2,5   |





### **3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ**

#### **3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности**

Разбуривание месторождения Каражанбас было начато в 1980 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки опытно-промышленных участков м. Каражанбас термическими методами», 1978 г [11]. Исследования скважин проводили с использованием манометров типа «Микон», «Судос», «Пантера» и САФ.

Как показано в работе «Технологическая схема разработки месторождения Каражанбас с применением термических методов», 1984 год [12], законтурные области продуктивных горизонтов юры и нижнего мела гидродинамически взаимосвязаны. Контурные воды, ограничивающие залежи нефти с юга, являются напорными, с быстро восстанавливающимся динамическим уровнем воды во времени. Активность приконтурных вод доказана в процессе эксплуатации результатами гидродинамических исследований. Таким образом, режим продуктивных залежей является упруговодонапорным.

В работе «Комплексный анализ разработки месторождения Каражанбас», 1993 г. [13], показано, что при обработке кривых восстановления давления (КВД) возникали многочисленные проблемы, связанные с неопределенностью выбора прямолинейного участка кривой для определения гидропроводности пласта из-за разнообразия видов КВД. Это объяснялось особенностями месторождения Каражанбас: большая вязкость нефти, высокая тонкослоистая неоднородность пласта, образование пробок песка на забоях скважин и др. В основном исследовались необводненные скважины или скважины, с обводненностью продукции до 10%. Интерпретация КВД осложнялась еще и тем, что некоторые скважины исследовались при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом. Поэтому, с учетом вышеизложенного, результаты обработки большинства КВД следует считать приближенными.

Гидродинамические исследования проводились при неустановившемся режиме фильтрации – метод восстановления давления и при установившемся режиме фильтрации – метод установившихся отборов (МУО). Исследования МУО в скважинах месторождения Каражанбас проводили в первые годы разработки при эксплуатации их фонтанным способом, после перевода скважин на механизированный способ эксплуатации исследования МУО проводили крайне редко. Большинство исследований МУО проводились при забойном давлении выше или равном давлению насыщения нефти газом.

В таблице 3.1.1 приведены результаты исследований скважин на центральном



участке по данным из работ: «Технологическая схема разработки месторождения Каражанбас с применением термических методов, для промышленного освоения технологии и техники паротеплового воздействия (ПТВ) и влажного внутрипластового горения (ВВГ)», 1984 г. [12], «Комплексный анализ разработки месторождения Каражанбас», 1993 г. [13] и Проект разработки 2001 г. [14].

Разбуривание месторождения за пределами центрального участка началось с 2000 г

Таблица 3.1.1- Начальные гидродинамические характеристики объектов

| Наименование                          | Количество |           | Интервал<br>изменения | Принятое значение     |
|---------------------------------------|------------|-----------|-----------------------|-----------------------|
|                                       | скважин    | измерений |                       |                       |
| I объект                              |            |           |                       |                       |
| Коэффициент продуктивности, м³/сутМПа | 20         | 20        | 5,6-168               |                       |
| Проницаемость, мкм²                   | 34         | 57        | 0,02-5,9              | 1(А)-2,2(Б, В)        |
| Пластовая температура, °С             |            |           |                       | 26                    |
| Начальное пластовое давление, МПа     |            |           | 2,1-5,2               | 2,9(ВВГ)- 3,9(ПТВ)    |
| II объект                             |            |           |                       |                       |
| Коэффициент продуктивности, м³/сутМПа | 61         | 62        | 1,6-260               |                       |
| Проницаемость, мкм²                   | 184        | 192       | 0,02-16,7             | 2,9 (Г)-1,4 (Д)       |
| Пластовая температура, С              |            |           |                       | 27                    |
| Начальное пластовое давление, МПа     |            |           | 3,8-5,1               | 4                     |
| III объект                            |            |           |                       |                       |
| Коэффициент продуктивности, м³/сутМПа | 18         | 18        | 1,0-37                |                       |
| Проницаемость, мкм²                   | 14         | 14        | 0,02-6,7              | 1,6 (Ю-I)- 1,2 (Ю-II) |
| Пластовая температура, °С             |            |           |                       | 30                    |
| Начальное пластовое давление, МПа     |            |           | 3,6-5,6               | 5,1                   |

В целом коэффициенты продуктивности скважин значительно различаются как по участкам, так и по объектам разработки, что связано с неоднородностью вскрытых скважинами фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов, как по площади, так и по разрезу.

С начала разработки на месторождении Каражанбас проведено 999 сложных гидродинамических исследований (ГДИС), из них: 619 исследований в скважинах добывающего (механизированного) и 380 исследований в скважинах нагнетательного фонда.

На текущем этапе разработки (в период реализации основных проектных документов УПР-2009 г. и ДУПР-2011 г.- 2009- 01.07.2020 г.) на месторождении Каражанбас всего выполнено 770 ГДИС, из них:

*по Центральному участку:*



- I объект- методом КВД- 66 исследований, методом КВУ- 17 иссл., методом диаг/КВУ- 14 иссл., методом МУО- одно иссл., методом КПД- 148 исследований.
- II объект- методом КВД выполнено 54 иссл., методом КВУ- 6 иссл., методом диаг/КВУ- 21 иссл., методом КПД- 127 иссл. и методом КПУ- 2 исследования.
- III объект- методом КВД выполнено 14 иссл., методом КВУ одно иссл., методом диаг/КВУ 4 иссл., методом КПД 27 исследований.

*По Восточному участку:*

- I объект- методом КВУ- 5 иссл., методом диаг/КВУ- 17 иссл., методом КПД- 5 исследований.
- II объект- методом КВД- 9 иссл., методом КВУ- 4 иссл., методом диаг/КВУ- 20 иссл., методом КПД- 4 исследования.
- III объект- методом КВД- 17 иссл., методом КВУ- 5 иссл., методом диаг/КВУ- 20 исследований.

*По Западному участку*

- I объект- методом КВД выполнено 5 исследований, методом КВУ 6 иссл., методом диаг/КВУ 14 иссл., методом КПД 16 исследований.
- II объект- методом КВУ- одно иссл., методом диаг/КВУ- 3 иссл., методом КПД- 1 исследование.
- III объект- методом КВД- одно иссл., методом КВУ- 5 иссл., методом диаг/КВУ- 8 иссл., методом КПД- 27 исследований.

*По Северному участку:*

- I объект- методом КВУ выполнено 3 исследования, методом диаг/КВУ- 21 иссл., методом КПД- 3 исследования.

До 2018 года проведением и интерпретаций сложных ГДИС на месторождении Каражанбас занималась сервисная компания «Алстрон», в настоящее время проведение исследований и обработка полученных данных выполняются собственными силами АО «КБМ». Интерпретацию результатов сложных ГДИС проводят с помощью специализированного программного продукта «Сапфир». При интерпретации исследований путем подбора модели скважины, ствола скважины, пласта и границы были определены фильтрационные и энергетические параметры пласта и скважины: пластовое давление, проводимость, проницаемость, скин-фактор, продуктивность скважины. В ходе качественного анализа отбраковывались недостоверные значения пластового давления и проницаемости, полученные вследствие недостаточной продолжительности остановки скважины для восстановления пластового давления.

Согласно результатам интерпретации ГДИС, наиболее типичной для данных



условий является модель однородного пласта с радиальной схемой притока жидкости к забою скважины. Второй распространенный тип модели пласта месторождения Каражанбас это горизонтальная трещина (при сохранении равномерности потока и ограничении проводимости) для скважин, на которых, вследствие слабой сцементированности коллектора возник эффект автоГРП – течение жидкости в пласте линейное и радиальное.

По результатам обработки скважинных исследований подтверждается высокая степень фильтрационной неоднородности коллекторов. В целом результаты исследований считаются оценочными из-за дискретности приборов замера. В большинстве скважин присутствуют колебания на кривых падения давления, что указывает на возможное нарушение целостности колонны.

Результаты интерпретации ГДИС текущего этапа (по состоянию на 01.07.2020 г.) приведены в таблице табл. 3.1.2. Получены следующие фильтрационные характеристики: на I объекте проницаемость изменяется в диапазоне от 0,0002 мкм<sup>2</sup> до 17 мкм<sup>2</sup> на восточном участке, на II объекте – от 0,002 мкм<sup>2</sup> до 8,6 мкм<sup>2</sup> на центральном участке, на III объекте – от 0,0002 мкм<sup>2</sup> центральном участке до 2,8 мкм<sup>2</sup> на западном участке. Анализируя средние значения гидропроводности по пластам на дату анализа наибольшее значение отмечается на центральном участке II объекта (37,5 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с)), наименьшее – на западном участке I объекта (0,000005 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с)). Максимальный и минимальный удельный коэффициент продуктивности отмечается на центральном участке II объекта (0,04 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа\*м) – 114 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа\*м)). 60% исследованных скважин характеризуется отрицательным скин-эффектом, свидетельствующим о хорошем состоянии ПЗП.

При сравнении начальных и текущих параметров пласта (таблица 3.1.2) по всем участкам наблюдается снижение пластового давления – от 0,32 МПа на западе III объекта до 1,98 МПа в центре I объекта. По удельному коэффициенту продуктивности на I объекте центрального участка идет снижение от 40,3 м<sup>3</sup>/(сут/МПа)/м до 13 м<sup>3</sup>/(сут/МПа)/м, на II объекте центрального участка наблюдается увеличение от 10,7 м<sup>3</sup>/(сут/МПа)/м до 14,5 м<sup>3</sup>/(сут/МПа)/м, на III объекте центрального участка снижение от 2,58 м<sup>3</sup>/(сут/МПа)/м до 1,98 м<sup>3</sup>/(сут/МПа)/м. По гидропроводности на I объекте центрального участка изменяется от 0,04 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с) до 0,56 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с), на восточном участке от 0,08 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с) до 0,43 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с). На II объекте центрального участка гидропроводность изменяется от 0,8 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с) до 1,75 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с), на восточном участке от 0,03 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с) до 0,74 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с). По III объекту тоже идет увеличение от начальных показателей гидропроводности, на центральном участке от 0,12 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с) до 0,26 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с), на восточном участке от 0,05 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с) до 0,2 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с).



/ (мПа\*с). Среднее значение проницаемости по I объекту центрального участка изменяется от 0,41 мкм<sup>2</sup> до 0,3 мкм<sup>2</sup>, на восточном участке от 3,41 мкм<sup>2</sup> до 2,3 мкм<sup>2</sup>. На II объекте центрального участка от 1,86 мкм<sup>2</sup> до 0,35 мкм<sup>2</sup>, на восточном участке от 0,7 мкм<sup>2</sup> до 1,64 мкм<sup>2</sup>. На III объекте центрального участка от 1,85 мкм<sup>2</sup> до 0,045 мкм<sup>2</sup>, на восточном участке от 1,17 мкм<sup>2</sup> до 0,23 мкм<sup>2</sup>.

На новой залежи ЮЗ гидродинамическое исследование было проведено на четырех скважинах методом кривой восстановления давления (КВД).

Таблица 3.1.2- Фильтрационные параметры новой залежи ЮЗ

| Скв. | Дата иссл. | Вид иссл. | h эф, м | проницаемость k, мкм <sup>2</sup> | Рпл, МПа | q, м <sup>3</sup> /сут | %    | коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут МПа) | уд.коэфф.продукт kпр/h, м <sup>3</sup> /(сут/МПа м) | Гидропроводность kh/ми, мкм <sup>2</sup> *м/(мПа*с) | Пьезопроводность k/ми*β, м <sup>2</sup> /с | S    |
|------|------------|-----------|---------|-----------------------------------|----------|------------------------|------|---|---|---|--|------|
| 401  | 24.09.2019 | КВД       | 40      | 0.578                             | 2.9      | 4                      | 25.0 | 1.5   | 0.037   | 22.7  | 0.008                                      | 6.9  |
| 6596 | 29.09.2019 | КВД       | 74      | 0.516                             | 4.1      | 10                     | 78.0 | 3.1   | 0.042   | 37.5  | 0.007                                      | 46.4 |
| 8120 | 03.05.2020 | КВД       | 10      | 1.438                             | 3.2      | 8                      | 8.0  | 58.8  | 5.9   | 5.4   | 0.010                                      | -3.4 |
| 1475 | 15.05.2020 | КВД       | 14      | 1.350                             | 2.9      | 34                     | 40.0 | 212.5   | 15.2  | 9.1   | 0.008                                      | 0.6  |

Фильтрационные характеристики и состояние призабойной зоны показаны на таблице 3.1.2 как видно из таблицы проницаемость изменяется в диапазоне от 0,516 мкм<sup>2</sup> до 1,438 мкм<sup>2</sup>, гидропроводность от 5,4 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с) до 37,5 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с), пьезопроводность от 0,007 м<sup>2</sup>/с до 0,01 м<sup>2</sup>/с, удельный коэффициент продуктивности от 0,037 м<sup>3</sup>/(сут/МПа)/м до 15,2 м<sup>3</sup>/(сут/МПа)/м. По состоянию призабойной зоны скин фактор варьируется от -3.4 до 46,4.

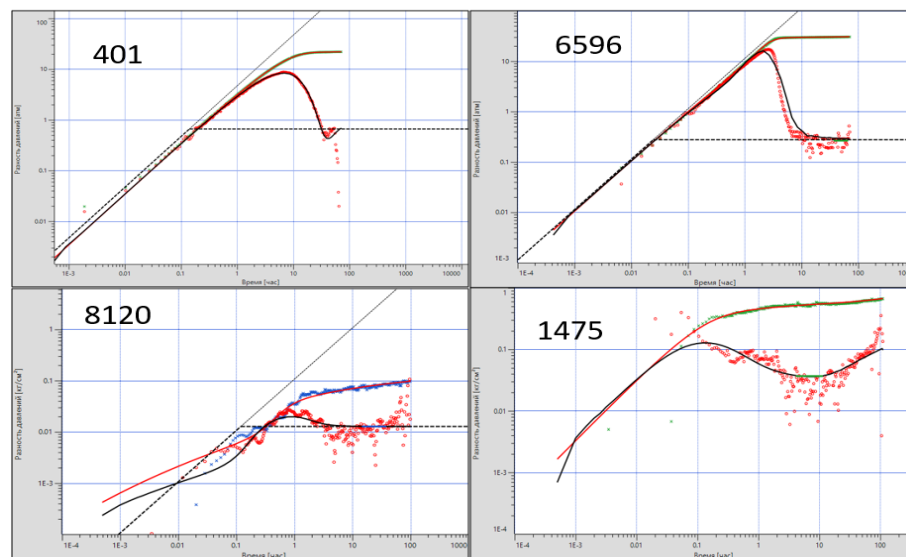


Рисунок 3.1.1–Билогарифмический график скважин залежи ЮЗ

Как видно на рисунке 3.1.1 представлена производная давления на билогарифмических координатах по всем скважинам, из графиков можно видеть, что по



скважине 401 не хватает времени остановки так как больше половины производной скрыт ВСС (влиянием ствола скважины). По скважинам 8120 и 1475 наблюдается высокая зашумленность, на графике представлены производные со сглаживанием до 50%. В связи с низкой информативностью полученных данных рекомендуется повторно провести исследование с соблюдением технологий проведения ГДИС для получения максимально качественных результатов и для сравнения с нынешними параметрами.

**Таблица 3.1.3- Сопоставление текущих фильтрационных параметров объектов разработки с УПР 2009 году**

| ОБЪЕКТ | УЧАСТОК | НАИМЕНОВАНИЕ                                  | ИЗ УПР 2009 Г. |           |                    |                  | НА ДАТУ ОТЧЕТА |           |                    |                  |                      |
|--------|---------|---|----------------|-----------|--------------------|------------------|----------------|-----------|--------------------|------------------|----------------------|
|        |         |   | Количество     |           | Интеграл изменения | Среднее значение | Количество     |           | Интервал изменения | Среднее значение | Коэффициент вариации |
|        |         |   | скважин        | измерений |                    |                  | скважин        | измерений |                    |                  |                      |
| 1      | Восток  | Начальное пластовое давление, МПа             | 8              | 8         | 3.1-3.5            | 3.29             |                |           |                    |                  |                      |
|        |         | Текущее пластовое давление, МПа               | -              | -         | -                  | -                | 27             | 27        | 0.6-4.7            | 2.141            | 0.22                 |
|        |         | Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> *м/(мПа*с) | 8              | 8         | 0.03-0.15          | 0.08             | 10             | 10        | 0.01-1.7           | 0.432            | 1.21                 |
|        |         | Пьезопроводность, 104 м2/с                    |                |           |                    |                  | 10             | 10        | 0.0003-0.3         | 0.100            | 1.71                 |
|        |         | Проницаемость, 10-3 мкм2                      | 8              | 8         | 0.78-8.47          | 3.41             | 10             | 10        | 0.04-17            | 2.328            | 4.60                 |
|        |         | Коэффициент продуктивности, м3/(сут*МПа)      |                |           |                    |                  | 22             | 22        | 1.6-194.9          | 30.065           | 1.95                 |
|        |         | Удельная продуктивность, м3*10/(м*сут*МПа)    |                |           |                    |                  | 22             | 22        | 0.2-57.3           | 6.728            | 3.39                 |
|        |         | Коэффициент приемистости, м3/(сут*МПа)        | -              | -         | -                  | -                | 5              | 5         | 44.5-221           | 107.671          | 0.31                 |
|        |         | Удельная приемистость, м3*10/м*сут*МПа        | -              | -         | -                  | -                | 5              | 5         | 5.6-31.6           | 17.763           | 0.23                 |
|        | Запад   | Начальное пластовое давление, МПа             | -              | -         | -                  | -                |                |           |                    |                  |                      |
|        |         | Текущее пластовое давление, МПа               | -              | -         | -                  | -                | 35             | 41        | 0.7-3.7            | 2.248            | 0.14                 |
|        |         | Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> *м/(мПа*с) | -              | -         | -                  | -                | 21             | 27        | 0.000005-2         | 0.342            | 1.76                 |
|        |         | Пьезопроводность, 104 м2/с                    | -              | -         | -                  | -                | 21             | 27        | 0.0001-0.6         | 0.106            | 2.22                 |
|        |         | Проницаемость, 10-3 мкм2                      | -              | -         | -                  | -                | 21             | 27        | 0.0024-1.5         | 0.228            | 2.44                 |
|        |         | Коэффициент продуктивности, м3/(сут*МПа)      | -              | -         | -                  | -                | 24             | 25        | 0.4-210.6          | 33.035           | 1.39                 |
|        |         | Удельная продуктивность, м3*10/(м*сут*МПа)    | -              | -         | -                  | -                | 24             | 25        | 0.1-35.7           | 3.743            | 1.86                 |
|        |         | Коэффициент приемистости, м3/(сут*МПа)        | -              | -         | -                  | -                | 11             | 16        | 6.5-57.2           | 23.719           | 0.39                 |
|        |         | Удельная приемистость, м3*10/м*сут*МПа        | -              | -         | -                  | -                | 11             | 16        | 0.3-13.1           | 3.685            | 1.04                 |
|        | Север   | Начальное пластовое давление, МПа             | -              | -         | -                  | -                |                |           |                    |                  |                      |
|        |         | Текущее пластовое давление, МПа               | -              | -         | -                  | -                | 26             | 27        | 1.3-4.4            | 3.570            | 0.06                 |
|        |         | Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> *м/(мПа*с) | -              | -         | -                  | -                | 6              | 6         | 0.0014-1.9         | 0.369            | 3.36                 |
|        |         | Пьезопроводность, 104 м2/с                    | -              | -         | -                  | -                | 6              | 6         | 0.0001-0.3         | 0.076            | 2.01                 |
|        |         | Проницаемость, 10-3 мкм2                      | -              | -         | -                  | -                | 6              | 6         | 0.01-2.2           | 0.561            | 1.90                 |
|        |         | Коэффициент продуктивности, м3/(сут*МПа)      | -              | -         | -                  | -                | 23             | 24        | 0.4-220.9          | 26.268           | 3.94                 |



|   |                     |  |   |   |           |      |     |     |               |                     |                   |
|---|---------------------|--|---|---|-----------|------|-----|-----|---------------|---------------------|-------------------|
| 2 | Центр               | Удельная продуктивность, м3×10/(м·сут·МПа) | - | - | -         | -    | 23  | 24  | 0.1-46        | 3.760               | 6.00              |
|   |                     | Коэффициент приемистости, м3/(сут·МПа)     | - | - | -         | -    | 3   | 3   | 3.4-25.5      | 12.12 <sub>5</sub>  | 0.63              |
|   |                     | Удельная приемистость, м3×10/м·сут·МПа     | - | - | -         | -    | 3   | 3   | 0.7-1.2       | 0.995               | 0.06              |
|   |                     | Начальное пластовое давление, МПа          | 1 | 1 | 4-4       | 4.00 |     |     |               |                     |                   |
|   |                     | Текущее пластовое давление, МПа            | - | - | -         | -    | 203 | 246 | 0.3-6.7       | 2.022               | 0.21              |
|   |                     | Гидропроводность, мкм²*м/(мПа*с)           | 1 | 1 | 0.04-0.04 | 0.04 | 190 | 230 | 0.000016-14.9 | 0.562               | 6.73              |
|   |                     | Пьезопроводность, 104 м2/с                 |   |   |           |      | 190 | 230 | 0.000026-5.1  | 0.145               | 8.87              |
|   |                     | Проницаемость, 10-3 мкм2                   | 1 | 1 | 0.41-0.41 | 0.41 | 190 | 231 | 0.0002-9.2    | 0.298               | 10.7 <sub>0</sub> |
|   |                     | Коэффициент продуктивности, м3/(сут·МПа)   |   |   |           |      | 84  | 98  | 0.7-991.2     | 137.3 <sub>40</sub> | 1.87              |
|   |                     | Удельная продуктивность, м3×10/(м·сут·МПа) |   |   |           |      | 84  | 98  | 0.1-94.8      | 12.99 <sub>2</sub>  | 2.13              |
|   | Восток              | Коэффициент приемистости, м3/(сут·МПа)     | - | - | -         | -    | 120 | 148 | 2.1-1037.9    | 41.17 <sub>0</sub>  | 6.58              |
|   |                     | Удельная приемистость, м3×10/м·сут·МПа     | - | - | -         | -    | 120 | 148 | 0.2-57.7      | 3.697               | 3.04              |
|   |                     | Начальное пластовое давление, МПа          | 3 | 3 | 1.2-3.6   | 2.70 |     |     |               |                     |                   |
|   |                     | Текущее пластовое давление, МПа            | - | - | -         | -    | 35  | 37  | 0.4-3.3       | 2.148               | 0.14              |
|   |                     | Гидропроводность, мкм²*м/(мПа*с)           | 3 | 3 | 0.02-0.04 | 0.03 | 15  | 17  | 0.03-3.7      | 0.741               | 2.19              |
|   |                     | Пьезопроводность, 104 м2/с                 |   |   |           |      | 15  | 17  | 0.000017-2.1  | 0.180               | 8.58              |
|   |                     | Проницаемость, 10-3 мкм2                   | 3 | 3 | 0.66-0.78 | 0.70 | 15  | 17  | 0.01-7.2      | 1.644               | 2.48              |
|   |                     | Коэффициент продуктивности, м3/(сут·МПа)   |   |   |           |      | 33  | 33  | 2.5-368.9     | 45.68 <sub>2</sub>  | 2.70              |
|   |                     | Удельная продуктивность, м3×10/(м·сут·МПа) |   |   |           |      | 33  | 33  | 0.2-56.7      | 6.649               | 2.61              |
|   |                     | Коэффициент приемистости, м3/(сут·МПа)     | - | - | -         | -    | 2   | 4   | 8-26.6        | 17.28 <sub>2</sub>  | 0.29              |
|   |                     | Удельная приемистость, м3×10/м·сут·МПа     | - | - | -         | -    | 2   | 4   | 1.2-1.5       | 1.321               | 0.01              |
|   | Запад               | Начальное пластовое давление, МПа          | - | - | -         | -    |     |     |               |                     |                   |
|   |                     | Текущее пластовое давление, МПа            | - | - | -         | -    | 5   | 5   | 2-5.4         | 3.254               | 0.13              |
|   |                     | Гидропроводность, мкм²*м/(мПа*с)           | - | - | -         | -    | 2   | 2   | 0.04-0.2      | 0.140               | 0.53              |
|   |                     | Пьезопроводность, 104 м2/с                 | - | - | -         | -    | 2   | 2   | 0.0006-0.01   | 0.005               | 0.78              |
|   |                     | Проницаемость, 10-3 мкм2                   | - | - | -         | -    | 2   | 2   | 0.04-1.9      | 0.970               | 0.91              |
|   |                     | Коэффициент продуктивности, м3/(сут·МПа)   | - | - | -         | -    | 4   | 4   | 6.6-43.3      | 20.36 <sub>7</sub>  | 0.53              |
|   |                     | Удельная продуктивность, м3×10/(м·сут·МПа) | - | - | -         | -    | 4   | 4   | 0.7-7.9       | 3.374               | 0.76              |
|   |                     | Коэффициент приемистости, м3/(сут·МПа)     | - | - | -         | -    | 1   | 1   | 14.2-14.2     | 14.18 <sub>5</sub>  |                   |
|   |                     | Удельная приемистость, м3×10/м·сут·МПа     | - | - | -         | -    | 1   | 1   | 2.4-2.4       | 2.446               |                   |
|   |                     | Начальное пластовое давление, МПа          | - | - | -         | -    |     |     |               |                     |                   |
|   | Ряд законтурных ВНС | Текущее пластовое давление, МПа            | - | - | -         | -    | 1   | 1   | 5.3-5.3       | 5.280               |                   |
|   |                     | Гидропроводность, мкм²*м/(мПа*с)           | - | - | -         | -    | 1   | 1   | 4.2-4.2       | 4.236               |                   |
|   |                     | Пьезопроводность, 104 м2/с                 | - | - | -         | -    | 1   | 1   | 1-1           | 0.959               |                   |
|   |                     |  |   |   |           |      |     |     |               |                     |                   |



|   |        |  |   |   |             |       |     |     |                |         |       |
|---|--------|--|---|---|-------------|-------|-----|-----|----------------|---------|-------|
| 3 | Центр  | Проницаемость, 10-3 мкм2                   | - | - | -           | -     | 1   | 1   | 0.4-0.4        | 0.354   |       |
|   |        | Коэффициент приемистости, м3/(сут МПа)     | - | - | -           | -     | 1   | 1   | 216-216        | 216.023 |       |
|   |        | Удельная приемистость, м3×10/м сут МПа     | - | - | -           | -     | 1   | 1   | 16.6-16.6      | 16.617  |       |
|   |        | Начальное пластовое давление, МПа          | 7 | 7 | 3.3-4       | 3.67  |     |     |                |         |       |
|   |        | Текущее пластовое давление, МПа            | - | - | -           | -     | 184 | 216 | 0.5-6.1        | 2.491   | 0.15  |
|   |        | Гидропроводность, мкм²*м/(мПа*с)           | 7 | 7 | 0.07-3.26   | 0.80  | 162 | 190 | 0.00003-6-37.5 | 1.751   | 5.50  |
|   |        | Пьезопроводность, 104 м2/с                 |   |   |             |       | 162 | 190 | 0.00001-8-9.7  | 0.271   | 12.81 |
|   |        | Проницаемость, 10-3 мкм2                   | 7 | 7 | 0.08-4.3    | 1.86  | 162 | 193 | 0.0023-8.6     | 0.349   | 8.51  |
|   |        | Коэффициент продуктивности, м3/(сут МПа)   |   |   |             |       | 78  | 82  | 1.1-1096.2     | 226.681 | 1.29  |
|   |        | Удельная продуктивность, м3×10/(м сут МПа) |   |   |             |       | 78  | 82  | 0.037-114      | 14.559  | 1.46  |
|   | Восток | Коэффициент приемистости, м3/(сут МПа)     | - | - | -           | -     | 107 | 134 | 4.3-759.5      | 85.435  | 2.88  |
|   |        | Удельная приемистость, м3×10/м сут МПа     | - | - | -           | -     | 107 | 134 | 0.2-47.5       | 5.943   | 2.10  |
|   |        | Начальное пластовое давление, МПа          | 4 | 4 | 3.1-3.9     | 3.53  |     |     |                |         |       |
|   |        | Текущее пластовое давление, МПа            | - | - | -           | -     | 41  | 44  | 0.3-4.1        | 2.659   | 0.10  |
|   |        | Гидропроводность, мкм²*м/(мПа*с)           | 4 | 4 | 0.01-0.12   | 0.05  | 21  | 24  | 0.00002-9-1.3  | 0.208   | 2.49  |
|   |        | Пьезопроводность, 104 м2/с                 |   |   |             |       | 21  | 24  | 0.00002-9-0.1  | 0.017   | 2.42  |
|   |        | Проницаемость, 10-3 мкм2                   | 4 | 4 | 0.31-2.99   | 1.17  | 21  | 24  | 0.0005-1.8     | 0.228   | 4.36  |
|   |        | Коэффициент продуктивности, м3/(сут МПа)   |   |   |             |       | 41  | 44  | 1.2-117.7      | 28.832  | 1.13  |
|   |        | Удельная продуктивность, м3×10/(м сут МПа) |   |   |             |       | 41  | 44  | 0.1-19.3       | 2.483   | 1.83  |
|   | Запад  | Начальное пластовое давление, МПа          | 1 | 1 | 3.5-3.5     | 3.50  |     |     |                |         |       |
|   |        | Текущее пластовое давление, МПа            | - | - | -           | -     | 33  | 41  | 0.8-4.6        | 3.181   | 0.12  |
|   |        | Гидропроводность, мкм²*м/(мПа*с)           |   |   |             |       | 25  | 33  | 0.0045-2.6     | 0.543   | 1.62  |
|   |        | Пьезопроводность, 104 м2/с                 |   |   |             |       | 25  | 32  | 0.00003-5-0.5  | 0.064   | 3.32  |
|   |        | Проницаемость, 10-3 мкм2                   | 1 | 1 | 17.65-17.65 | 17.65 | 25  | 33  | 0.0025-2.8     | 0.348   | 4.83  |
|   |        | Коэффициент продуктивности, м3/(сут МПа)   |   |   |             |       | 14  | 14  | 0.6-213.6      | 26.318  | 4.02  |
|   |        | Удельная продуктивность, м3×10/(м сут МПа) |   |   |             |       | 14  | 14  | 0.1-7.9        | 1.265   | 2.41  |
|   |        | Коэффициент приемистости, м3/(сут МПа)     | - | - | -           | -     | 19  | 27  | 4.8-168.9      | 28.772  | 1.54  |
|   |        | Удельная приемистость, м3×10/м сут МПа     | - | - | -           | -     | 19  | 27  | 0.3-6.6        | 2.051   | 0.76  |
|   | Центр  | Начальное пластовое давление, МПа          | 4 | 4 | 1.8-5.9     | 4.25  |     |     |                |         |       |
|   |        | Текущее пластовое давление, МПа            | - | - | -           | -     | 40  | 46  | 1.1-6.1        | 3.392   | 0.10  |
|   |        | Гидропроводность, мкм²*м/(мПа*с)           | 3 | 3 | 0.03-0.28   | 0.12  | 36  | 42  | 0.0003-3       | 0.261   | 3.53  |
|   |        | Пьезопроводность, 104 м2/с                 |   |   |             |       | 36  | 42  | 0.0001-1       | 0.062   | 9.77  |
|   |        | Проницаемость, 10-3 мкм2                   | 4 | 4 | 0.11-3.98   | 1.85  | 36  | 42  | 0.0002-0.8     | 0.045   | 9.26  |
|   |        | Коэффициент продуктивности, м3/(сут МПа)   | 0 | 0 | 0.00        | 0.00  | 18  | 19  | 2.6-79.1       | 31.879  | 0.48  |





|     |                           |  |    |    |                |       |    |    |                  |             |           |
|-----|---------------------------|--|----|----|----------------|-------|----|----|------------------|-------------|-----------|
| 1+2 | Ряд<br>законтурных<br>ВНС | Удельная продуктивность,<br>м3×10/(м·сут·МПа)  | 0  | 0  | 0.00           | 0.00  | 18 | 19 | 0.1-5.3          | 1.982       | 0.48      |
|     |                           | Коэффициент<br>приемистости,<br>м3/(сут·МПа)   | -  | -  | -              | -     | 22 | 27 | 4.9-<br>145.6    | 24.73<br>5  | 1.51      |
|     |                           | Удельная приемистость,<br>м3×10/м·сут·МПа      | -  | -  | -              | -     | 22 | 27 | 0.3-14.3         | 2.113       | 2.04      |
|     |                           | Начальное пластовое<br>давление, МПа           | 10 | 10 | 5.1-<br>6.4    | 5.61  |    |    |                  |             |           |
|     |                           | Текущее пластовое<br>давление, МПа             | -  | -  | -              | -     |    |    |                  |             |           |
|     |                           | Гидропроводность,<br>мкм²·м/(мПа·с)            | 0  | 0  | 0.00           | 0.00  |    |    |                  |             |           |
|     |                           | Пьезопроводность, 104<br>м2/с                  | 0  | 0  | 0.00           | 0.00  |    |    |                  |             |           |
|     |                           | Проницаемость, 10-3<br>мкм2                    | 10 | 10 | 0.03-<br>0.31  | 0.10  |    |    |                  |             |           |
|     |                           | Коэффициент<br>продуктивности,<br>м3/(сут·МПа) | 10 | 10 | 5.08-<br>24.53 | 13.09 |    |    |                  |             |           |
|     |                           | Удельная продуктивность,<br>м3×10/(м·сут·МПа)  | -  | -  | -              | -     |    |    |                  |             |           |
|     | Восток                    | Коэффициент<br>приемистости,<br>м3/(сут·МПа)   | -  | -  | -              | -     |    |    |                  |             |           |
|     |                           | Удельная приемистость,<br>м3×10/м·сут·МПа      | -  | -  | -              | -     |    |    |                  |             |           |
|     |                           | Начальное пластовое<br>давление, МПа           | -  | -  | -              | -     |    |    |                  |             |           |
|     |                           | Текущее пластовое<br>давление, МПа             | -  | -  | -              | -     | 2  | 2  | 2.3-2.5          | 2.354       | 0.00<br>2 |
|     |                           | Гидропроводность,<br>мкм²·м/(мПа·с)            | -  | -  | -              | -     |    |    | -                |             |           |
|     |                           | Пьезопроводность, 104<br>м2/с                  | -  | -  | -              | -     |    |    | -                |             |           |
|     |                           | Проницаемость, 10-3<br>мкм2                    | -  | -  | -              | -     |    |    | -                |             |           |
|     |                           | Коэффициент<br>продуктивности,<br>м3/(сут·МПа) | -  | -  | -              | -     | 2  | 2  | 1.6-8            | 4.795       | 0.46      |
|     |                           | Удельная продуктивность,<br>м3×10/(м·сут·МПа)  | -  | -  | -              | -     | 2  | 2  | 0.1-0.4          | 0.247       | 0.45      |
|     | Запад                     | Начальное пластовое<br>давление, МПа           | -  | -  | -              | -     |    |    |                  |             |           |
|     |                           | Текущее пластовое<br>давление, МПа             | -  | -  | -              | -     | 3  | 3  | 0.6-2.3          | 1.466       |           |
|     |                           | Гидропроводность,<br>мкм²·м/(мПа·с)            | -  | -  | -              | -     | 3  | 3  | 0.2-0.7          | 0.425       |           |
|     |                           | Пьезопроводность, 104<br>м2/с                  | -  | -  | -              | -     | 3  | 3  | 0.0004-<br>0.003 | 0.001       |           |
|     |                           | Проницаемость, 10-3<br>мкм2                    | -  | -  | -              | -     | 3  | 3  | 0.02-0.1         | 0.066       |           |
|     |                           | Коэффициент<br>продуктивности,<br>м3/(сут·МПа) | -  | -  | -              | -     | 3  | 3  | 30.2-<br>104.5   | 66.42<br>4  |           |
|     |                           | Удельная продуктивность,<br>м3×10/(м·сут·МПа)  | -  | -  | -              | -     | 3  | 3  | 2.3-4.6          | 3.734       |           |
|     | Центр                     | Начальное пластовое<br>давление, МПа           | -  | -  | -              | -     |    |    |                  |             |           |
|     |                           | Текущее пластовое<br>давление, МПа             | -  | -  | -              | -     | 26 | 27 | 1.2-3            | 2.273       | 0.06      |
|     |                           | Гидропроводность,<br>мкм²·м/(мПа·с)            | -  | -  | -              | -     | 19 | 20 | 0.0003-<br>11.5  | 1.074       | 5.85      |
|     |                           | Пьезопроводность, 104<br>м2/с                  | -  | -  | -              | -     | 19 | 20 | 0.0002-<br>3.5   | 0.539       | 2.82      |
|     |                           | Проницаемость, 10-3<br>мкм2                    | -  | -  | -              | -     | 20 | 21 | 0.0028-<br>2.4   | 0.405       | 2.44      |
|     |                           | Коэффициент<br>продуктивности,<br>м3/(сут·МПа) | -  | -  | -              | -     | 25 | 26 | 3.2-<br>2117.9   | 312.3<br>94 | 2.05      |
|     |                           | Удельная продуктивность,<br>м3×10/(м·сут·МПа)  | -  | -  | -              | -     | 25 | 26 | 0.2-53.2         | 11.23<br>0  | 1.44      |
|     |                           | Коэффициент<br>приемистости,<br>м3/(сут·МПа)   | -  | -  | -              | -     | 2  | 2  | 7.8-18           | 12.93<br>2  | 0.16      |



|     |                     |  |   |   |   |   |   |   |            |         |       |
|-----|---------------------|--|---|---|---|---|---|---|------------|---------|-------|
| 2+3 | Ряд законтурных ВНС | Удельная приемистость, м3×10/м·сут·МПа     | - | - | - | - | 2 | 2 | 0.5-0.8    | 0.657   | 0.04  |
|     |                     | Начальное пластовое давление, МПа          | - | - | - | - |   |   |            |         |       |
|     |                     | Текущее пластовое давление, МПа            | - | - | - | - | 2 | 2 | 5.8-6.2    | 6.021   | 0.001 |
|     |                     | Гидропроводность, мкм2*м/(мПа*с)           | - | - | - | - | 2 | 2 | 0.7-10.5   | 5.564   | 0.77  |
|     |                     | Пьезопроводность, 104 м2/с                 | - | - | - | - | 2 | 2 | 0.1-1.2    | 0.646   | 0.78  |
|     |                     | Проницаемость, 10-3 мкм2                   | - | - | - | - | 2 | 2 | 0.02-2.9   | 1.448   | 0.97  |
|     |                     | Коэффициент приемистости, м3/(сут·МПа)     | - | - | - | - | 2 | 2 | 18.6-438.6 | 228.612 | 0.84  |
|     |                     | Удельная приемистость, м3×10/м·сут·МПа     | - | - | - | - | 2 | 2 | 0.5-14.6   | 7.584   | 0.86  |
|     | Центр               | Начальное пластовое давление, МПа          | - | - | - | - |   |   |            |         |       |
|     |                     | Текущее пластовое давление, МПа            | - | - | - | - | 4 | 4 | 0.8-3.3    | 1.871   | 0.26  |
|     |                     | Гидропроводность, мкм2*м/(мПа*с)           | - | - | - | - | 4 | 4 | 0.0027-1   | 0.458   | 0.81  |
|     |                     | Пьезопроводность, 104 м2/с                 | - | - | - | - | 4 | 4 | 0.0002-1   | 0.255   | 2.98  |
|     |                     | Проницаемость, 10-3 мкм2                   | - | - | - | - | 4 | 4 | 0.01-0.7   | 0.216   | 1.73  |
|     |                     | Коэффициент продуктивности, м3/(сут·МПа)   | - | - | - | - | 4 | 4 | 16-310.7   | 156.001 | 0.51  |
|     |                     | Удельная продуктивность, м3×10/(м·сут·МПа) | - | - | - | - | 4 | 4 | 0.8-11.2   | 5.917   | 0.58  |

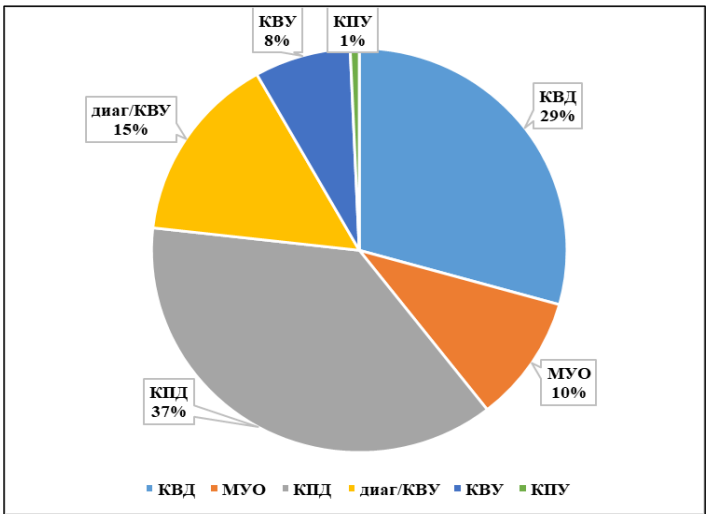


Рисунок 3.1.2– Распределение гидродинамических исследований по типам с начала разработки м.Каражанбас



Таблица 3.1.4– Динамика гидродинамических характеристик с начала разработки м.Каражанбас

| Уча-<br>сток | Год  | Объ-<br>ект | Вид иссл. | Проницае-<br>мость к, мкм² | Кэффициен-<br>т продукт<br>кпр, м³/(сут<br>МПа) | Пьезопроводи-<br>мость к/ми*ρ,<br>м²/с | Гидропро-<br>водность<br>kh/ми,<br>мкм²*м<br>(мПа*с) | Количес-<br>тво Скв. | Кол-во<br>исследо-<br>ваний |
|--------------|------|-------------|-----------|----------------------------|---|--|--|----------------------|-----------------------------|
| 1            | 2    | 3           | 4         | 5                          | 6   | 7                                      | 8  | 9                    | 10                          |
| Восток       | 1988 | 2           | МУО       | -                          | -   | -                                      | -  | 1                    | 1                           |
|              | 2001 | 2           | КВД       | 0,775                      | -   | -                                      | 0,04   | 1                    | 1                           |
|              |      | 3           | КВД       | 0,821                      | -   | -                                      | 0,06   | 1                    | 1                           |
|              | 2002 | 3           | КВД       | 0,571-2,995                | -   | -                                      | 0,03-0,12  | 2                    | 2                           |
|              | 2004 | 2           | КВД       | 0,663                      | -   | -                                      | 0,02   | 1                    | 1                           |
|              |      | 1           | КВД       | 1,326-3,57                 | -   | -                                      | 0,03-0,08  | 5                    | 5                           |
|              | 2005 | 2           | КВД       | 0,663                      | -   | -                                      | 0,02   | 1                    | 1                           |
|              |      | 3           | КВД       | 0,306                      | -   | -                                      | 0,007  | 1                    | 1                           |
|              | 2006 | 1           | КВД       | 4,794                      | -   | -                                      | 0,11   | 1                    | 1                           |
|              | 2007 | 1           | КВД       | 0,775-8,466                | -   | -                                      | 0,1-0,15   | 1                    | 2                           |
|              |      | 1           | диаг/КВУ  | -                          | 1,645-10,087                                    | -                                      | -  | 4                    | 4                           |
|              |      | 1           | КВУ       | 16,963                     | 18,54   | 0,0003                                 | 0,103  | 1                    | 1                           |
|              |      | 2           | диаг/КВУ  | -                          | 9,17-39,22                                      | -                                      | -  | 4                    | 4                           |
|              |      | 2           | КВУ       | 1,585-5,947                | 9,03-22,61                                      | 0,0001-0,0002                          | 0,03-0,081   | 2                    | 2                           |
|              |      | 3           | диаг/КВУ  | -                          | 5,79-17,13                                      | -                                      | -  | 6                    | 6                           |
|              |      | 3           | КВУ       | 0,49                       | 4,46  | 0,00003                                | 0,021  | 1                    | 1                           |
|              |      | 1           | КПД       | 0,078                      | 86,17   | 0,33                                   | 0,455  | 1                    | 1                           |
|              |      | 1           | диаг/КВУ  | -                          | 4,47-194,95                                     | -                                      | -  | 12                   | 12                          |
|              |      | 2           | диаг/КВУ  | -                          | 2,487-23,993                                    | -                                      | -  | 11                   | 11                          |
|              |      | 3           | диаг/КВУ  | -                          | 4,141-117,66                                    | -                                      | -  | 11                   | 11                          |
|              |      | 1+2         | диаг/КВУ  | -                          | 8,034   | -                                      | -  | 1                    | 1                           |
|              | 2015 | 1           | КПД       | 0,083                      | 94,81   | 0,292                                  | 0,373  | 1                    | 1                           |
|              |      | 1           | диаг/КВУ  | -                          | 12  | -                                      | -  | 1                    | 1                           |
|              |      | 1           | КВУ       | 1,017-1,019                | 2,23-13,69                                      | 0,102-0,258                            | 0,015-0,31   | 2                    | 2                           |
|              |      | 2           | КВД       | 0,108-1,468                | 61,32-131,83                                    | 0,157-2,132                            | 0,176-2,399  | 2                    | 2                           |
|              |      | 2           | диаг/КВУ  | -                          | 6,509-18,332                                    | -                                      | -  | 5                    | 5                           |
|              |      | 3           | КВД       | 0,001-0,067                | 10,69-102,07                                    | 0,001-0,097                            | 0,001-0,109  | 7                    | 7                           |
|              |      | 3           | диаг/КВУ  | -                          | 4,348-15,547                                    | -                                      | -  | 3                    | 3                           |
|              |      | 1+2         | диаг/КВУ  | -                          | 1,557   | -                                      | -  | 1                    | 1                           |
|              |      | 1           | КВУ       | 3,677                      | 19,46   | 0,005                                  | 0,013  | 1                    | 1                           |
|              |      | 2           | КПД       | 0,035                      | 94,99   | 0,137                                  | 0,636  | 1                    | 1                           |
|              | 2016 | 2           | КВУ       | 6,945-7,244                | 10,73-20,55                                     | 0,191-0,199                            | 0,04-0,127   | 2                    | 2                           |
|              |      | 3           | КВД       | 0,008-0,058                | 19,541-68,98                                    | 0,011-0,084                            | 0,00003-0,094  | 4                    | 4                           |
|              |      | 3           | КВУ       | 0,214-1,845                | 1,184-17,109                                    | 0,003-0,036                            | 0,004-0,093  | 3                    | 3                           |
|              |      | 3           | КВУ       | 0,214-1,845                | 1,184-17,109                                    | 0,003-0,036                            | 0,004-0,093  | 3                    | 3                           |
|              | 2018 | 1           | КПД       | 0,074-0,236                | 44,511-220,962                                  | 0,002-0,006                            | 0,491-1,661  | 3                    | 3                           |
|              |      | 2           | КВД       | 0,107-0,375                | 38,2-368,86                                     | 0,001-0,005                            | 0,202-2,394  | 2                    | 2                           |
|              |      | 2           | КПД       | 0,01                       | 26,599  | 0,0001-0,00014                         | 0,184  | 1                    | 1                           |
|              |      | 3           | КВД       | 0,02                       | 90,45   | 0,0003-0,00029                         | 0,495  | 1                    | 1                           |
|              | 2019 | 1           | КВУ       | -                          | -   | -                                      | -  | 2                    | 2                           |
|              |      | 2           | КВД       | 0,04-0,476                 | 23,55-261,42                                    | 0,00002-0,007                          | 0,168-3,731  | 5                    | 5                           |
|              |      | 2           | КПД       | 0,015                      | 32,76   | 0,0002-0,00021                         | 0,136  | 1                    | 1                           |
|              |      | 3           | КВД       | 0,003-0,267                | 3,91-93,93                                      | 0,00003-0,004                          | 0,017-1,28   | 7                    | 7                           |
|              | 2020 | 1           | КВУ       | 0,036                      | 2,99  | 0,001                                  | 0,082  | 1                    | 1                           |
|              |      | 3           | КПД       | 0,025                      | 7,96  | 0,00036                                | 0,168  | 1                    | 1                           |
|              |      | 3           | КВУ       | 0,005                      | 4,04  | 0,00008                                | 0,074  | 1                    | 1                           |
| Запад        | 1988 | 1           | МУО       | -                          | -   | -                                      | -  | 1                    | 1                           |
|              | 2005 | 3           | КВД       | 17,646                     | -   | -                                      | -  | 1                    | 1                           |
|              |      | 1           | КПД       | 0,079                      | 57,22   | 0,304                                  | 0,479  | 1                    | 1                           |
|              |      | 1           | диаг/КВУ  | -                          | 14,923  | -                                      | -  | 1                    | 1                           |
|              | 2013 | 3           | КПД       | 0,057                      | 168,94  | 0,242                                  | 1,64   | 1                    | 1                           |
|              |      | 3           | диаг/КВУ  | -                          | 11,56   | -                                      | -  | 1                    | 1                           |
|              |      | 3           | КВУ       | 2,788-2,832                | 10,41-11,19                                     | 0,00019-0,07                           | 0,084-0,118  | 2                    | 2                           |
|              |      | 1           | КПД       | 0,019-0,033                | 34,46-35,39                                     | 0,073-0,126                            | 0,3-0,402  | 2                    | 2                           |
|              | 2014 | 1           | диаг/КВУ  | -                          | 31,03   | -                                      | -  | 1                    | 1                           |
|              |      | 2           | диаг/КВУ  | -                          | 43,261  | -                                      | -  | 1                    | 1                           |
|              |      | 3           | КПД       | 0,015-0,074                | 24,839-78,36                                    | 0,064-0,301                            | 0,304-1,36   | 2                    | 2                           |
|              |      | 3           | диаг/КВУ  | -                          | 7,725-28,205                                    | -                                      | -  | 2                    | 2                           |
|              | 2015 | 1           | КВД       | 0,088                      | 86,35   | 0,128                                  | 0,144  | 1                    | 1                           |
|              |      | 1           | КПД       | 0,022-0,09                 | 6,71-30,66                                      | 0,139-0,857                            | 0,158-0,391  | 4                    | 4                           |
|              |      | 1           | диаг/КВУ  | -                          | 2,864-49,097                                    | -                                      | -  | 12                   | 12                          |
|              |      | 1           | КВУ       | 0,211-0,909                | 0,746-1,92                                      | 0,112-0,568                            | 0,000005-0,027                                       | 4                    | 4                           |
|              |      | 2           | диаг/КВУ  | -                          | 7,887-23,714                                    | -                                      | -  | 2                    | 2                           |
|              |      | 3           | КПД       | 0,012-0,049                | 13,825-75,48                                    | 0,12-0,518                             | 0,368-0,633  | 4                    | 4                           |
|              |      | 3           | диаг/КВУ  | -                          | 3,486-32,574                                    | -                                      | -  | 5                    | 5                           |
|              |      | 3           | КВУ       | 0,249-0,648                | 0,595-1,176                                     | 0,11-0,188                             | 0,005  | 2                    | 2                           |



|                   |          |          |              |               |                |                |               |              |             |    |    |
|-------------------|----------|----------|--------------|---------------|----------------|----------------|---------------|--------------|-------------|----|----|
| Ряд<br>заказчиков | Север    | 2016     | 1            | КВД           | 0,002-0,144    | 202,7-210,61   | 0,004-0,21    | 0,0004-0,004 | 2           | 2  |    |
|                   |          |          | 1            | КВУ           | 0,27-1,471     | 0,352-8,642    | 0,004-0,021   | 0,021-0,038  | 2           | 2  |    |
|                   |          |          | 2            | КВУ           | 1,897          | 6,607          | 0,01          | 0,038        | 1           | 1  |    |
|                   |          |          | 3            | КПД           | 0,063          | 24,621         | 0,247         | 0,858        | 1           | 1  |    |
|                   |          |          | 3            | КВУ           | 1,062          | 4,376          | 0,064         | 0,036        | 1           | 1  |    |
|                   |          | 2018     | 1            | КПД           | 0,019-0,091    | 6,523-26,724   | 0,0005-0,002  | 0,426-0,621  | 2           | 2  |    |
|                   |          |          | 2            | КПД           | 0,042          | 14,185         | 0,001         | 0,241        | 1           | 1  |    |
|                   |          |          | 3            | КПД           | 0,003-0,342    | 8,22-32,88     | 0-0,015       | 0,055-1,442  | 9           | 9  |    |
|                   |          | 2019     | 1            | КВД           | 0,095-0,136    | 93,123-112,795 | 0,002-0,003   | 0,994-2,049  | 2           | 2  |    |
|                   |          |          | 1            | КПД           | 0,007-0,039    | 14,67-24,52    | 0,0001-0,001  | 0,069-0,499  | 3           | 3  |    |
|                   |          |          | 1            | КВУ           | -              | -              | -             | -            | 1           | 1  |    |
|                   |          |          | 3            | КВД           | 0,099          | 213,6          | 0,001         | 2,603        | 1           | 1  |    |
|                   |          |          | 3            | КПД           | 0,004-0,249    | 4,78-25,72     | 0,00006-0,004 | 0,081-1,71   | 8           | 8  |    |
|                   |          |          | 3            | КВУ           | -              | -              | -             | -            | 2           | 2  |    |
|                   |          |          | 1+2          | КВД           | 0,017-0,118    | 30,2-104,46    | 0,00042-0,003 | 0,225-0,653  | 3           | 3  |    |
|                   |          | 2020     | 1            | КПД           | 0,028-0,135    | 12,87-44,63    | 0,001-0,004   | 0,307-0,518  | 4           | 4  |    |
|                   |          |          | 3            | КПД           | 0,009-0,037    | 17,04-39,46    | 0,00024-0,001 | 0,168-0,206  | 2           | 2  |    |
|                   | Центр    | 2005     | 3            | КПД           | 0,071-0,306    | 11,32-21,37    | -             | -            | 3           | 3  |    |
|                   |          |          | 3            | КПД           | 0,031-0,102    | 5,075-24,531   | -             | -            | 7           | 7  |    |
|                   |          |          | 2+3          | КПД           | 0,019          | 18,63          | 0,074         | 0,674        | 1           | 1  |    |
|                   |          |          | 2            | КПД           | 0,354          | 216,02         | 0,959         | 4,236        | 1           | 1  |    |
|                   |          |          | 2+3          | КПД           | 2,878          | 438,59         | 1,217         | 10,454       | 1           | 1  |    |
|                   |          |          | 2013         | 1             | диаг/КВУ       | -              | 14,778        | -            | -           | 1  | 1  |
|                   |          |          | 2014         | 1             | диаг/КВУ       | -              | 0,353-17,443  | -            | -           | 4  | 4  |
|                   |          |          | 2015         | 1             | диаг/КВУ       | -              | 1,29-220,94   | -            | -           | 16 | 16 |
|                   |          |          | 1            | КВУ           | 0,416-0,593    | 0,551-0,798    | 0,125-0,294   | 0,001-0,005  | 2           | 2  |    |
|                   |          |          | 2016         | 1             | КВУ            | 2,223          | 4,674         | 0,032        | 0,024       | 1  | 1  |
|                   |          |          | 2019         | 1             | КПД            | 0,006-0,079    | 3,39-25,52    | 0,0001-0,001 | 0,029-1,863 | 3  | 3  |
|                   |          |          | 1            | КВУ           | -              | -              | -             | -            | 1           | 1  |    |
|                   |          | 2002     | 3            | КВД           | 0,938          | 11,765         | 0,102         | 0,046        | 1           | 1  |    |
|                   |          |          | 2            | КВД           | 2,417          | 33,333         | 0,026         | 0,037        | 1           | 1  |    |
|                   |          |          | 1            | КВД           | 0,181-32,64    | 5-480          | 0,002-0,072   | 0,007-1      | 3           | 4  |    |
|                   |          |          | 1            | МУО           | -              | -              | -             | -            | 5           | 5  |    |
|                   | 2        |          | КВД          | 0,163-81,09   | 3,333-800      | 0,002-3,214    | 0,006-1,78    | 23           | 25          |    |    |
|                   | 2        |          | МУО          | -             | -              | -              | -             | 31           | 34          |    |    |
|                   | 3        |          | КВД          | 1,734-10,404  | 9,756-250      | 0,019-0,122    | 0,075-0,156   | 3            | 3           |    |    |
|                   | 3        |          | МУО          | -             | -              | -              | -             | 1            | 1           |    |    |
|                   | 1+2      |          | КВД          | 0,541-50,286  | 13,208-366,667 | 0,053-0,548    | 0,004-2,62    | 7            | 7           |    |    |
|                   | 1+2      |          | МУО          | -             | -              | -              | -             | 14           | 14          |    |    |
|                   | 1        |          | КВД          | 0,316-4,998   | 5,714-39,13    | 0,043-0,065    | 0,017-0,143   | 4            | 4           |    |    |
|                   | 1        |          | МУО          | -             | -              | -              | -             | 1            | 2           |    |    |
|                   | 2        |          | КВД          | 2,57-593,334  | 4,194-410,526  | 0,006-5,419    | 0,02-3,12     | 12           | 12          |    |    |
|                   | 2        |          | МУО          | -             | -              | -              | -             | 18           | 21          |    |    |
| 3                 | КВД      |          | 0,133-4,488  | 0,99-11,834   | 0,001-0,039    | 0,005-0,373    | 5             | 5            |             |    |    |
| 3                 | МУО      |          | -            | -             | -              | -              | 3             | 4            |             |    |    |
| 1+2               | КВД      |          | 0,653-90,78  | 7,813-596,296 | 0,006-0,175    | 0,05-0,87      | 7             | 8            |             |    |    |
| 1+2               | МУО      |          | -            | -             | -              | -              | 14            | 16           |             |    |    |
| 2002              | 2        |          | КВД          | 0,082-4,304   | -              | -              | 0,07-3,26     | 7            | 7           |    |    |
| 3                 | КВД      |          | 0,411-2,921  | -             | -              | -              | 0,04-0,28     | 2            | 2           |    |    |
| 2004              | 3        |          | КВД          | 3,978         | -              | -              | 0,03          | 1            | 1           |    |    |
| 2005              | 1        |          | КВД          | 0,408         | -              | -              | 0,04          | 1            | 1           |    |    |
|                   | 3        |          | КВД          | 0,107         | -              | -              | -             | 1            | 1           |    |    |
| 2013              | 1        |          | КПД          | 0,003-0,058   | 4,425-50,845   | 0,011-9,74     | 0,026-0,599   | 4            | 4           |    |    |
|                   | 1        |          | диаг/КВУ     | -             | 1,165-21,291   | -              | -             | 5            | 5           |    |    |
|                   | 1        |          | КВУ          | 5,09-9,218    | 4,856-96,755   | 0,0003-5,14    | 0,036-0,107   | 2            | 2           |    |    |
|                   | 2        |          | КПД          | 0,01-0,336    | 25,82-604,276  | 0,038-1,3      | 0,155-6,84    | 3            | 3           |    |    |
|                   | 2        |          | диаг/КВУ     | -             | 4,61-74,92     | -              | -             | 6            | 6           |    |    |
|                   | 2        | КВУ      | 0,549-7,65   | 3,66-210,98   | 0,00002-9,74   | 0,022-3,44     | 2             | 2            |             |    |    |
|                   | 3        | диаг/КВУ | -            | 6,65-11,042   | -              | -              | 2             | 2            |             |    |    |
|                   | 1        | КВД      | 0-1,917      | 4,32-866,76   | 0,001-2,785    | 0,001-3,133    | 25            | 25           |             |    |    |
|                   | 1        | КПД      | 0,002-0,163  | 2,91-259,45   | 0,01-0,688     | 0,027-4,44     | 4             | 4            |             |    |    |
|                   | 1        | диаг/КВУ | -            | 2,009-55,842  | -              | -              | 9             | 9            |             |    |    |
|                   | 2        | КВД      | 0,004-1,077  | 36,76-1513,13 | 0,015-3,324    | 0,018-6,581    | 16            | 16           |             |    |    |
|                   | 2        | диаг/КВУ | -            | 4,006-135,962 | -              | -              | 12            | 12           |             |    |    |
|                   | 3        | КВД      | 0-0,024      | 17,62-62,432  | 0,001-0,036    | 0,002-0,04     | 5             | 5            |             |    |    |
|                   | 3        | КПД      | 0,026        | 16,362        | 1,01           | 0,187          | 1             | 1            |             |    |    |
|                   | 3        | диаг/КВУ | -            | 2,615-22,203  | -              | -              | 2             | 2            |             |    |    |
|                   | 1+2      | КВД      | 0,05-0,938   | 87,4-1708,77  | 0,282-1,362    | 0,318-1,582    | 4             | 4            |             |    |    |
| 1+2               | диаг/КВУ | -        | 3,215-67,981 | -             | -              | 4              | 4             |              |             |    |    |
| 2015              | 1        | КВД      | 0-0,868      | 4,14-991,17   | 0-1,261        | 0-1,419        | 18            | 18           |             |    |    |
|                   | 1        | КПД      | 0,002-0,134  | 16,92-361,54  | 0,205-0,997    | 0,067-1,622    | 9             | 9            |             |    |    |
|                   | 1        | МУО      | 0,164        | 118,57        | 0,387          | 0,00003        | 1             | 1            |             |    |    |



|  |      |     |          |              |                 |                 |               |    |    |
|--|------|-----|----------|--------------|-----------------|-----------------|---------------|----|----|
|  |      | 1   | КВУ      | 0,113-7,327  | 0,692-13,78     | 0,134-0,743     | 0,003-0,665   | 7  | 7  |
|  |      | 2   | КВД      | 0,006-4,026  | 51,78-911,75    | 0,009-5,847     | 0,01-6,578    | 18 | 18 |
|  |      | 2   | КПД      | 0,006-1,252  | 17,06-896,11    | 0,166-1,109     | 0,125-10,4    | 12 | 12 |
|  |      | 2   | МУО      | 0,087        | 134,47          | 0,445           | 0,00004       | 1  | 1  |
|  |      | 2   | диаг/КВУ | -            | 22,106-144,09   | -               | -             | 3  | 3  |
|  |      | 2   | КПУ      | 0,111-0,283  | 77,167-237,5    | 0,343-0,897     | 1,8-3,908     | 7  | 7  |
|  |      | 3   | КВД      | 0,001-0,029  | 26,56-54,54     | 0,001-0,042     | 0,002-0,047   | 4  | 4  |
|  |      | 3   | КПД      | 0,008        | 11,508          | 0,368           | 0,308         | 1  | 1  |
|  |      | 3   | КВУ      | 0,828        | 3,439           | 0,15            | 0,021         | 1  | 1  |
|  |      | 1+2 | диаг/КВУ | -            | 19,261-37,259   | -               | -             | 2  | 2  |
|  | 2016 | 1   | КВД      | 0,001-2,039  | 14,87-474,07    | 0,002-2,962     | 0,00002-0,29  | 12 | 12 |
|  |      | 1   | КПД      | 0,017-0,044  | 13,223-41,201   | 0,067-0,174     | 0,109-0,311   | 6  | 6  |
|  |      | 1   | КВУ      | 0,133-4,717  | 0,991-8,491     | 0,001-0,077     | 0,002-0,054   | 6  | 6  |
|  |      | 2   | КВД      | 0,035-2,063  | 28,33-632,23    | 0,051-2,996     | 0,001-3,37    | 9  | 9  |
|  |      | 2   | КПД      | 0,004-0,547  | 6,84-914,23     | 0,017-2,16      | 0,06-9,37     | 10 | 10 |
|  |      | 2   | КВУ      | 1,005-8,601  | 3,937-9,27      | 0,016-0,104     | 0,027-0,04    | 3  | 3  |
|  |      | 3   | КВД      | 0,0002-0,129 | 10,042-79,115   | 0,0003-0,188    | 0,00032-0,236 | 4  | 4  |
|  |      | 3   | КПД      | 0,004-0,017  | 10,524-19,909   | 0,015-0,615     | 0,073-0,111   | 2  | 2  |
|  |      | 1+2 | КВД      | 0,003-2,395  | 53,863-2117,872 | 0,004-3,479     | 0,00033-1,78  | 13 | 13 |
|  |      | 2+3 | КВД      | 0,7          | 310,696         | 1,016           | 0,003         | 1  | 1  |
|  | 2018 | 1   | КВД      | 0,035-0,105  | 20,199-163,46   | 0,001-0,003     | 0,105-0,859   | 4  | 4  |
|  |      | 1   | КПД      | 0,005-0,267  | 6,49-245,15     | 0-0,019         | 0,061-4,147   | 54 | 55 |
|  |      | 2   | КВД      | 0,025-0,272  | 32,79-375,47    | 0,0004-0,004    | 0,11-2,337    | 4  | 4  |
|  |      | 2   | КПД      | 0,006-2,259  | 7,04-551,42     | 0-0,032         | 0,07-22,211   | 29 | 29 |
|  |      | 3   | КВД      | 0,015        | 29,84           | 0,0002          | 0,172         | 1  | 1  |
|  |      | 3   | КПД      | 0,002-0,125  | 9,03-145,64     | 0,00003-0,075   | 0,079-2,962   | 5  | 6  |
|  |      | 1+2 | КВД      | 0,06         | 36,02           | 0,001           | 0,173         | 1  | 1  |
|  |      | 2+3 | КВД      | 0,015-0,138  | 16,01-201,33    | 0,0002-0,002    | 0,126-1,018   | 2  | 2  |
|  | 2019 | 1   | КВД      | 0,053-0,701  | 100,19-581,99   | 0,001-0,017     | 0,497-4,88    | 7  | 7  |
|  |      | 1   | КПД      | 0,002-0,842  | 2,13-1037,91    | 0,00003-0,012   | 0,022-14,917  | 47 | 47 |
|  |      | 1   | КВУ      | -            | -               | -               | -             | 9  | 9  |
|  |      | 2   | КВД      | 0,077-1,129  | 1,48-990,75     | 0,001-0,017     | 0,345-37,475  | 5  | 5  |
|  |      | 2   | КПД      | 0,003-0,585  | 4,69-759,54     | 0,00004-0,008   | 0,041-10,316  | 49 | 49 |
|  |      | 2   | КВУ      | -            | -               | -               | -             | 5  | 5  |
|  |      | 3   | КПД      | 0,005-0,054  | 4,85-65,87      | 0,00007-0,001   | 0,005-1,017   | 15 | 15 |
|  |      | 3   | КВУ      | -            | -               | -               | -             | 2  | 2  |
|  |      | 1+2 | КВД      | 0,134-1,172  | 493,04-1250,54  | 0,008-0,029     | 3,262-11,524  | 2  | 2  |
|  |      | 1+2 | КПД      | 0,03         | 18,02           | -               | -             | 1  | 1  |
|  |      | 2+3 | КВД      | 0,01         | 95,96           | 0,001           | 0,685         | 1  | 1  |
|  | 2020 | 1   | КПД      | 0,008-0,764  | 3,82-409,55     | 0,00022-0,02    | 0,043-10,415  | 23 | 23 |
|  |      | 1   | КВУ      | 0,016-0,035  | 11,73-15,57     | 0,00041-0,001   | 0,106-0,156   | 2  | 2  |
|  |      | 2   | КВД      | 1,35-1,438   | 58,824-212,5    | 0,008-0,01      | 5,448-9,134   | 2  | 2  |
|  |      | 2   | КПД      | 0,002-1,002  | 4,28-562,5      | 0,00003-0,014   | 0,045-7,884   | 24 | 24 |
|  |      | 2   | КВУ      | 3,74         | 1,12            | 0,003           | 0,037         | 1  | 1  |
|  |      | 3   | КПД      | 0,006-0,019  | 7,72-8,91       | 0,00008-0,00026 | 0,131-0,457   | 2  | 2  |
|  |      | 1+2 | КПД      | 0,013        | 7,84            | 0,00024         | 0,129         | 1  | 1  |

## Выводы

1. С начала разработки на месторождении Каражанбас проведено 999 сложных гидродинамических исследований (ГДИС), из них: 619 исследований в скважинах добывающего (механизированного) и 380 исследований в скважинах нагнетательного фонда.
2. Наиболее типичной для условий месторождения Каражанбас является модель однородного пласта с радиальной схемой притока жидкости к забою скважины. Второй распространенный тип модели пласта месторождения Каражанбас это горизонтальная трещина (при сохранении равномерности потока и ограничении проводимости) для скважин, на которых, вследствие слабой сцементированности коллектора возник эффект автоГРП – течение жидкости в пласте линейное и радиальное.
3. При сравнении начальных и текущих параметров пласта, по всем участкам



наблюдается снижение пластового давления.

- По результатам обработки скважинных исследований подтверждается высокая степень фильтрационной неоднородности коллекторов.
- Максимальный удельный коэффициент продуктивности на дату анализа отмечается на центральном участке II объекта, наименьший – на центральном участке I объекта
- 60% исследованных скважин характеризуется отрицательным скин-эффектом, свидетельствующим о хорошем состоянии ПЗП.

#### Рекомендации

- Основное количество исследований сконцентрировано на центральном участке, в связи с этим рекомендуется увеличить охват исследованиями на других участках.
- Для получения более детальных фильтрационных характеристик пласта и состояние скважин, рекомендуется проводить исследования глубинными манометрами.
- В связи с низкой информативностью полученных данных по скважинам залежи Ю-3, рекомендуется повторно провести исследования с соблюдением технологий проведения ГДИС для получения максимально качественных результатов и для сравнения с нынешними параметрами.

#### 3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения.

##### 3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

По состоянию на 01.07.2020 г. всего на месторождении было пробурено 4203 скважин, из них: 2875 (68,4%) – добывающих, 768 (17,9%) – нагнетательных, 362 (8,6%) – контрольных, 60 (1,4%) – законтурных. Ликвидированы 138 скважин (3,3%). Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.07.2020 г. представлена в таблице 3.2.1

Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин на 01.07.2020 г.

| Наименование    | Категория скважин     | Количество скважин по объектам |      |     |      |          |       |        | Итого |
|-----------------|-----------------------|--------------------------------|------|-----|------|----------|-------|--------|-------|
|                 |                       | I                              | II   | III | I-II | I-II-III | I-III | II-III |       |
| Добывающие      | <b>Всего</b>          | 1229                           | 915  | 642 | 77   | 1        | 2     | 9      | 2875  |
|                 | в т.ч. действующие:   | 1217                           | 908  | 642 | 76   | 1        | 2     | 9      | 2855  |
|                 | из них: фонтанные     | 12                             | 26   | 0   | 0    | 0        | 0     | 0      | 38    |
|                 | механизированные      | 1205                           | 882  | 642 | 76   | 1        | 2     | 9      | 2817  |
|                 | ВШНУ                  | 822                            | 407  | 209 | 40   | 1        | 1     | 3      | 1483  |
|                 | ШГНУ                  | 383                            | 475  | 433 | 36   | 0        | 1     | 6      | 1334  |
|                 | бездействующие        | 12                             | 7    | 0   | 1    | 0        | 0     | 0      | 20    |
| Нагнетательные  | <b>Всего</b>          | 343                            | 266  | 154 | 5    | 0        | 0     | 0      | 768   |
|                 | в т.ч. действующие    | 338                            | 257  | 151 | 5    | 0        | 0     | 0      | 751   |
|                 | <b>бездействующие</b> | 5                              | 9    | 3   | 0    | 0        | 0     | 0      | 17    |
|                 | Водонагнетательные    | 223                            | 164  | 60  | 5    | 0        | 0     | 0      | 452   |
|                 | бездействующие        | 4                              | 9    | 3   | 0    | 0        | 0     | 0      | 16    |
|                 | Паронагнетательные    | 115                            | 93   | 91  | 0    | 0        | 0     | 0      | 299   |
|                 | бездействующие        | 1                              | 0    | 0   | 0    | 0        | 0     | 0      | 1     |
| Специальные     | Контрольные           | 167                            | 167  | 21  | 7    | 0        | 0     | 0      | 362   |
|                 | Законтурные ВНС       | 0                              | 17   | 22  | 0    | 0        | 0     | 21     | 60    |
| Ликвидированные | <b>Всего</b>          | 49                             | 51   | 5   | 9    | 13       | 6     | 5      | 138   |
| <b>Итого</b>    |                       | 1788                           | 1416 | 844 | 98   | 14       | 8     | 35     | 4203  |



Как видно из таблицы 3.2.1, наибольшее количество скважин приходится на I объект разработки и составляет 1788 единиц, это 42,5% всего фонда месторождения, в т.ч. добывающих – 1229 ед, это 42,7% от добывающего фонда.

Действующих добывающих скважин, осуществляющих совместную эксплуатацию нескольких объектов разработки, на месторождении – 88 ед. или 3,1% от всего действующего фонда, из них 76 скважин - на I и II объектах разработки. В основном все действующие скважины (70 скв), осуществляющие совместную эксплуатацию нескольких объектов разработки, расположены на центральном участке месторождения.

Бездействующих скважин на дату анализа (01.07.2020 г.) – 25 добывающих или 0,7% от всего фонда добывающих скважин и 16 нагнетательных бездействующих скважин или 2,1% соответствующего нагнетательного фонда, в целом бездействующий фонд насчитывает 36 скважин или 0,98% всего эксплуатационного фонда.

Следует отметить, что основными причинами бездействия добывающих скважин являются высокая обводненность нефти и низкий уровень жидкости в стволе скважин, нагнетательных – отсутствие приемистости, технологические причины, нарушение герметичности эксплуатационной колонны.

На рисунках 3.2.1-3.2.3 приведены динамика распределения дебитов нефти, жидкости и обводненности с 2015 года по 01.07.2020гг.



Рисунок 3.2.1 – Динамика распределения скважин по дебитам нефти в целом по месторождению.

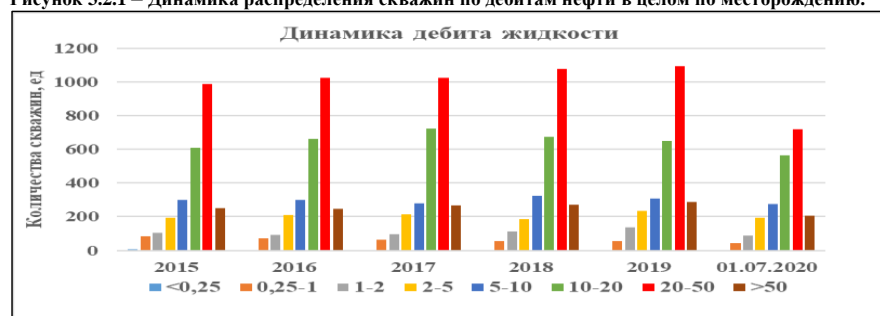


Рисунок 3.2.2 – Динамика распределения скважин по дебитам жидкости в целом по месторождению.



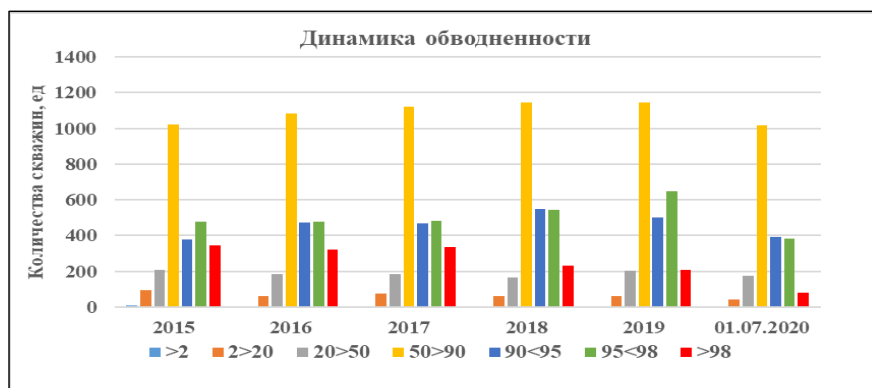


Рисунок 3.2.3 – Динамика распределения скважин по обводненности в целом по месторождению

На дату 01.07.2020 года из 2855 действующих добывающих скважин I, II и III объектов разработки 765 были остановлены, распределение остальных работающих скважин по дебитам нефти и жидкости по состоянию на 01.07.2020 г. представлено в таблице 3.2.2. Характеристика скважин, совместно эксплуатирующих несколько объектов, приведена ниже.

На дату анализа с дебитом нефти ниже 0,25 т/сут работают 17 скважины, из них основное количество скважин - 10 ед. - расположено в Центральном участке, на Восточном участке – 4 скважин, на Северном участке -2 скважины и на Западном участке 1 скважина. Как видно из таблицы 3.2.2 большое количество скважин работают с дебитом 2-5 т/сут (781 ед) или 37,4% от всего действующего работающего добывающего фонда.

Доля скважин, работающих с дебитами жидкости более 50 т/сут, составляет 9,8%. В основном все эти скважины расположены на центральном и восточном участках в зоне влияния ВНК.

Таблица 3.2.2 - Распределение скважин I, II и III объектов разработки по диапазонам дебитов нефти и жидкости на 01.07.2020 г.

| Показатели            | Диапазон дебитов, т/сут |        |      |      |      |       |       |     | Итого |
|-----------------------|-------------------------|--------|------|------|------|-------|-------|-----|-------|
|                       | <0,25                   | 0,25-1 | 1-2  | 2-5  | 5-10 | 10-20 | 20-50 | >50 |       |
| Всего по дебиту нефти |                         |        |      |      |      |       |       |     |       |
| Количество скважин    | 17                      | 392    | 717  | 781  | 168  | 15    | 0     | 0   | 2090  |
| В процентах           | 0,8                     | 18,8   | 34,3 | 37,4 | 8,0  | 0,7   | 0,0   | 0,0 | 100   |
| Восточный участок     |                         |        |      |      |      |       |       |     |       |
| Количество скважин    | 4                       | 116    | 310  | 488  | 149  | 14    | 0     | 0   | 1081  |
| В процентах           | 0,4                     | 10,7   | 28,7 | 45,1 | 13,8 | 1,3   | 0,0   | 0,0 | 100   |
| Центральный участок   |                         |        |      |      |      |       |       |     |       |
| Количество скважин    | 10                      | 215    | 279  | 173  | 11   | 1     | 0     | 0   | 689   |
| В процентах           | 1,5                     | 31,2   | 40,5 | 25,1 | 1,6  | 0,1   | 0,0   | 0,0 | 100   |
| Северный участок      |                         |        |      |      |      |       |       |     |       |
| Количество скважин    | 2                       | 32     | 50   | 44   | 3    | 0     | 0     | 0   | 131   |
| В процентах           | 1,5                     | 24,4   | 38,2 | 33,6 | 2,3  | 0,0   | 0,0   | 0,0 | 100   |
| Западный участок      |                         |        |      |      |      |       |       |     |       |
| Количество скважин    | 1                       | 29     | 78   | 76   | 5    | 0     | 0     | 0   | 189   |
| В процентах           | 0,5                     | 15,3   | 41,3 | 40,2 | 2,6  | 0,0   | 0,0   | 0,0 | 100   |





| Всего по дебиту жидкости |     |     |      |      |      |      |      |      |      |
|--------------------------|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|
| Количество скважин       | 0   | 44  | 88   | 193  | 277  | 566  | 718  | 204  | 2090 |
| В процентах              | 0,0 | 2,1 | 4,2  | 9,2  | 13,3 | 27,1 | 34,4 | 9,8  | 100  |
| Восточный участок        |     |     |      |      |      |      |      |      |      |
| Количество скважин       | 0   | 21  | 37   | 102  | 174  | 381  | 321  | 45   | 1081 |
| В процентах              | 0,0 | 1,9 | 3,4  | 9,4  | 16,1 | 35,2 | 29,7 | 4,2  | 100  |
| Центральный участок      |     |     |      |      |      |      |      |      |      |
| Количество скважин       | 0   | 14  | 26   | 51   | 66   | 117  | 283  | 132  | 689  |
| В процентах              | 0,0 | 2,0 | 3,8  | 7,4  | 9,6  | 17,0 | 41,1 | 19,2 | 100  |
| Западный участок         |     |     |      |      |      |      |      |      |      |
| Количество скважин       | 0   | 4   | 8    | 21   | 19   | 36   | 77   | 24   | 189  |
| В процентах              | 0,0 | 2,1 | 4,2  | 11,1 | 10,1 | 19,0 | 40,7 | 12,7 | 100  |
| Северный участок         |     |     |      |      |      |      |      |      |      |
| Количество скважин       | 0   | 5   | 17   | 19   | 18   | 32   | 37   | 3    | 131  |
| В процентах              | 0,0 | 3,8 | 13,0 | 14,5 | 13,7 | 24,4 | 28,2 | 2,3  | 100  |

В таблице 3.2.3 представлено распределение работающих скважин I, II и III объектов по диапазонам обводненности продукции на 01.07.2020 г.

**Таблица 3.2.3- Распределение работающих скважин I, II и III объектов по диапазонам обводненности на 01.07.2020 г.**

на 01.07.2020 г.

| Показатели          | Диапазон обводненности, % |      |       |       |       |       |        | Итого |
|---------------------|---------------------------|------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|
|                     | до 2                      | 2-20 | 20-50 | 50-90 | 90-95 | 95-98 | 98-100 |       |
| Всего               |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 2                         | 43   | 175   | 1019  | 392   | 381   | 78     | 2090  |
| В процентах         | 0,1                       | 2,1  | 8,4   | 48,8  | 18,8  | 18,2  | 3,7    | 100   |
| Восточный участок   |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 1                         | 20   | 98    | 726   | 181   | 53    | 2      | 1081  |
| В процентах         | 0,1                       | 1,9  | 9,1   | 67,2  | 16,7  | 4,9   | 0,2    | 100   |
| Западный участок    |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 0                         | 3    | 13    | 71    | 53    | 41    | 8      | 189   |
| В процентах         | 0,0                       | 1,6  | 6,9   | 37,6  | 28,0  | 21,7  | 4,2    | 100   |
| Центральный участок |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 1                         | 12   | 33    | 176   | 133   | 270   | 64     | 689   |
| В процентах         | 0,1                       | 1,7  | 4,8   | 25,5  | 19,3  | 39,2  | 9,3    | 100   |
| Северный участок    |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 0                         | 8    | 31    | 46    | 25    | 17    | 4      | 131   |
| В процентах         | 0,0                       | 6,1  | 23,7  | 35,1  | 19,1  | 13,0  | 3,1    | 100   |

Как видно из таблицы, 48,8% действующих добывающих скважин I, II и III объектов обводнены в диапазоне между 50-90%, и 392 скважин - в диапазоне 90-95%, 381 скважин 95-98% и 78 скважин- более 98%. В сравнении с 2019 годом количество работающих высокообводненных скважин уменьшилось с 206 ед. до 78 ед., в связи с остановкой высокообводненных скважин, а количество скважин с обводненностью менее 2% составляет 2 ед, что на 2 ед. меньше предыдущего года.

Низкообводнённых скважин (с обводнённостью менее 2%) на месторождении 2 ед., скважина 3675 расположена на восточном участке и новая пробуренная скважина 8012 расположена на центральном участке месторождения.

По состоянию на 01.07.2020 г. из 751 действующих нагнетательных скважин 169 скважина временно остановлена. Распределение 582 работающих нагнетательных скважин по диапазонам приемистости представлено в таблице 3.2.4.



Таблица 3.2.4 - Распределение водонагнетательных и паронагнетательных скважин по диапазонам приемистости на 01.07.2020 г.

| Показатели                 | Диапазон приемистости, м³/сут, т/сут |       |        |         |         |           | Итого |
|----------------------------|--------------------------------------|-------|--------|---------|---------|-----------|-------|
|                            | до 20                                | 20-50 | 50-100 | 100-200 | 200-250 | более 250 |       |
| По месторождению           |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 90                                   | 312   | 120    | 48      | 6       | 6         | 582   |
| В процентах                | 15                                   | 54    | 21     | 8       | 1       | 1         | 100   |
| Центральный участок (вода) |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 47                                   | 225   | 28     | 0       | 0       | 0         | 300   |
| В процентах                | 16                                   | 75    | 9      | 0       | 0       | 0         | 100   |
| Восточный участок (вода)   |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 1                                    | 1     | 0      | 0       | 0       | 0         | 2     |
| В процентах                | 50                                   | 50    | 0      | 0       | 0       | 0         | 100   |
| Восточный участок (пар)    |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 42                                   | 56    | 65     | 41      | 5       | 6         | 215   |
| В процентах                | 20                                   | 26    | 30     | 19      | 2       | 3         | 100   |
| Северный участок (вода)    |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 0                                    | 5     | 4      | 0       | 0       | 0         | 9     |
| В процентах                | 0                                    | 56    | 44     | 0       | 0       | 0         | 100   |
| Северный участок (пар)     |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 0                                    | 1     | 3      | 4       | 0       | 0         | 8     |
| В процентах                | 0                                    | 13    | 38     | 50      | 0       | 0         | 100   |
| Западный участок (вода)    |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 0                                    | 23    | 17     | 2       | 0       | 0         | 42    |
| В процентах                | 0                                    | 55    | 40     | 5       | 0       | 0         | 100   |
| Западный участок (пар)     |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 0                                    | 1     | 3      | 1       | 1       | 0         | 6     |
| В процентах                | 0                                    | 17    | 50     | 17      | 17      | 0         | 100   |

На дату анализа (01.07.2020 г.) из 353 работающих водонагнетательных скважин через 300 скважин закачивали воду на центральном участке, через 2 – на восточном, через 42 – на западном, через 9-на северном участке. По состоянию на 01.07.2020 г. на месторождении через 229 нагнетательных скважин ведется закачка пара в районе восточного, северного и западного участков. (табл. 3.2.4).

Как видно из таблицы 3.2.4, большая часть водонагнетательных скважин центрального (91%), северного (56%) и восточного участков работает с приёмистостью до 50 м³/сут, большинство паронагнетательных скважин северного (38%) и восточных (30%) участков работают с приёмистостью от 50 до 100 т/сут.

В 2019 году пробурено 112 добывающих, 8 паронагнетательных и 3 законтурных водонагнетательных скважин. На середину 2020 года введены в эксплуатацию 52 добывающих и 1 паронагнетательная скважина. Из 164 новых добывающих скважин: 139 - расположены на восточном, 11 на центральном, 10 на северном и 4 на западном участке, 9 нагнетательных скважин пробурены на восточном участке.

На 01.07.2020 г. фонтанным способом работают 38 скважин, остальные действующие добывающие скважины - механизированные: 1334 ед. оборудованы поршневыми насосами (ШГНУ), 1483 ед. – винтовыми насосами (ВШНУ).

**Характеристика фонда скважин I объекта** в целом и по участкам на 01.07.2020 г. приведена в таблице 3.2.5. Как видно из таблицы 3.2.5, фонд скважин I объекта разработки



составлял 1908 скважин, в том числе 1309 (68,6%) добывающих скважин, 347 (18,2%) – нагнетательных, 174 – контрольных, 77 – ликвидированных. Основная часть фонда (43,9%) скважин I объекта расположены на центральном участке.

Количество скважин, совместно добывающих с I, II и III объектов, – 80 ед., что составляет 6,1% фонда добывающих скважин объекта. Практически все эти скважины совместно эксплуатируют I и II объекты разработки (табл. 3.2.5). В основном все скважины, ведущие совместную эксплуатацию нескольких объектов разработки, являются малодобитными и высокообводненными, кроме скважины 1378, дебит нефти которой достигает 16 т/сут при обводненности 61,9%. С самым низким обводнением продукции работает совместная скважины 1198 и 6261 (20% обводненности при среднесуточном дебите нефти 1,2 т/сут и 1,6 т/сут).

Нагнетательных скважин I объекта на 01.07.2020 г. – 347 ед., из них 343 ед. действующие, в том числе: 228 – водонагнетательные, 115 – паронагнетательные. Паронагнетательные скважины расположены на восточном, северном и западном участках месторождения, водонагнетательные – на центральном, северном, западном и восточных участках. Через пять нагнетательных скважин (15, 1115, 1629, 872, 597), расположенных на центральном участке, осуществляется закачка воды одновременно в I и II объекты разработки.

Бездействующих скважин на I объекте на дату анализа (01.07.2020 г.) – 13 добывающих (1% от всего фонда добывающих скважин) и 5 нагнетательных: 4 водонагнетательных и 1 паронагнетательная (или 1,4% соответствующего нагнетательного фонда), в целом бездействующий фонд насчитывает 18 скважин или 1,1% всего эксплуатационного фонда.

Основными причинами бездействия добывающих скважин являются высокая обводненность нефти и нарушения колонны; нагнетательных скважин, в основном водонагнетательных, – технологические причины: обводнение окружающих добывающих скважин, нарушения колонны, заколонные перетоки, отсутствие забоя.

В 2019 году на I объект разработки было пробурено 72 добывающих и 6 паронагнетательных скважин, на середину 2020 года было пробурено 35 добывающих. Из 107 пробуренных добывающих скважин 93 скважин расположены на восточном участке, 3 на западном и 10 на северном и 1 на центральном участке, все паронагнетательные скважины расположены на восточном участке месторождения.



Таблица 3.2.5- Характеристика фонда скважин I объекта в целом и по участкам на 01.07.2020 г.

| Фонд                    | Категория              | Количество скважин по участкам |        |       |       |       |       |        |       |       |       |          |        |       |       |       |       |        |       |       |       | Итого |        |       |       |       |
|-------------------------|------------------------|--------------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|----------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|
|                         |                        | I                              |        |       |       |       | I-II  |        |       |       |       | I-II-III |        |       |       |       | I-III |        |       |       |       |       |        |       |       |       |
|                         |                        | центр                          | восток | запад | север | всего | центр | восток | запад | север | всего | центр    | восток | запад | север | всего | центр | восток | запад | север | всего | центр | восток | запад | север | всего |
| Добы-<br>вающие         | Всего                  | 424                            | 521    | 118   | 166   | 1229  | 61    | 8      | 8     | 0     | 77    | 1        | 0      | 0     | 0     | 1     | 1     | 1      | 0     | 0     | 2     | 487   | 530    | 126   | 166   | 1309  |
|                         | в<br>т.ч. действующие: | 418                            | 520    | 118   | 161   | 1217  | 60    | 8      | 8     | 0     | 76    | 1        | 0      | 0     | 0     | 1     | 1     | 1      | 0     | 0     | 2     | 480   | 529    | 126   | 161   | 1296  |
|                         | из них:<br>фонтанные   | 1                              | 11     | 0     | 0     | 12    | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 1     | 11     | 0     | 0     | 12    |
|                         | ШГНУ                   | 111                            | 169    | 31    | 72    | 383   | 31    | 3      | 2     | 0     | 36    | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 1      | 0     | 0     | 1     | 142   | 173    | 33    | 72    | 420   |
|                         | ВШНУ                   | 306                            | 340    | 87    | 89    | 822   | 29    | 5      | 6     | 0     | 40    | 1        | 0      | 0     | 0     | 1     | 1     | 0      | 0     | 0     | 1     | 337   | 345    | 93    | 89    | 864   |
|                         | бездействующие         | 6                              | 1      | 0     | 5     | 12    | 1     | 0      | 0     | 0     | 1     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 7     | 1      | 0     | 5     | 13    |
| Водо-<br>нагнетательные | Всего                  | 194                            | 7      | 16    | 10    | 227   | 5     | 0      | 0     | 0     | 5     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 199   | 7      | 16    | 10    | 232   |
|                         | в<br>т.ч. действующие  | 193                            | 5      | 16    | 9     | 223   | 5     | 0      | 0     | 0     | 5     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 198   | 5      | 16    | 9     | 228   |
|                         | бездействующие         | 1                              | 2      | 0     | 1     | 4     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 1     | 2      | 0     | 1     | 4     |
| Паро-<br>нагнетательные | Всего                  | 1                              | 97     | 4     | 14    | 116   | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 1     | 97     | 4     | 14    | 116   |
|                         | в<br>т.ч. действующие  | 0                              | 97     | 4     | 14    | 115   | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 97     | 4     | 14    | 115   |
|                         | бездействующие         | 1                              | 0      | 0     | 0     | 1     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 1     | 0      | 0     | 0     | 1     |
| Специальные<br>скважины | Контрольные            | 110                            | 38     | 7     | 12    | 167   | 5     | 1      | 1     | 0     | 7     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 115   | 39     | 8     | 12    | 174   |
|                         | Законтурные<br>ВНС     | 0                              | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     |
| Ликвидированные         | Всего                  | 25                             | 2      | 7     | 15    | 49    | 6     | 2      | 1     | 0     | 9     | 6        | 4      | 3     | 0     | 13    | 0     | 2      | 3     | 1     | 6     | 37    | 10     | 11    | 16    | 77    |
| Итого                   |                        | 754                            | 665    | 152   | 217   | 1788  | 77    | 11     | 10    | 0     | 98    | 7        | 4      | 3     | 0     | 14    | 1     | 3      | 3     | 1     | 8     | 839   | 683    | 165   | 218   | 1908  |

Из 1296 действующих добывающих скважин I объекта разработки (табл. 3.2.5) остановлено 326 скважин, распределение остальных 970 работающих скважин по диапазонам дебитов нефти и жидкости по состоянию на 01.07.2020 г. представлено в таблице 3.2.6. Как видно из таблицы, большая часть скважин I объекта разработки работала с дебитом нефти в интервале 2-5 т/сут (36,6%). Низкодебитный фонд- с дебитами менее 0,25 т/сут- насчитывает 9 скважин (0,9%).

С дебитом жидкости более 50 т/сут работает 69 скважина (7,1%). Количество малоскважин по жидкости- до 5 т/сут на I объекте составляет 178 скважины 18,4%, из них 7,2% работают со средним дебитом жидкости до 2 т/сут.

В таблице 3.2.7 приведено распределение работающих добывающих скважин I объекта по степени обводнённости продукции на 01.07.2020 г.

Как видно из таблицы, 46,8% добывающих скважин I объекта обводнены более, чем на 90%, из них 224 скважины- в диапазоне 90- 95%, 254 скважины- 95- 98% и 100 скважин- более 98%. С обводнённостью продукции до 2% работают 4 скважины, которые расположены на восточном участке.

На 01.07.2020 г. из 1296 действующих добывающих скважин I объекта 12 ед. фонтанных, остальные механизированные: 864 оборудованы ВШНУ, 420 – ШГНУ.

**Таблица 3.2.6 – Распределение добывающих скважин I объекта по диапазонам дебитов нефти и жидкости на 01.07.2020 г.**

| Показатели               | Диапазон дебитов, т/сут |        |      |      |      |       |       |          | Итого |
|--------------------------|-------------------------|--------|------|------|------|-------|-------|----------|-------|
|                          | до 0,25                 | 0,25-1 | 1-2  | 2-5  | 5-10 | 10-20 | 20-50 | более 50 |       |
| Всего по дебиту нефти    |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 9                       | 193    | 330  | 355  | 75   | 8     | 0     | 0        | 970   |
| В процентах              | 0,9                     | 19,9   | 34,0 | 36,6 | 7,7  | 0,8   | 0,0   | 0        | 100   |
| Восточный участок        |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 1                       | 39     | 120  | 219  | 68   | 8     | 0     | 0        | 455   |
| В процентах              | 0,2                     | 8,6    | 26,4 | 48,1 | 14,9 | 1,8   | 0,0   | 0,0      | 100,0 |
| Центральный участок      |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 5                       | 101    | 123  | 60   | 3    | 0     | 0     | 0        | 292   |
| В процентах              | 1,7                     | 34,6   | 42,1 | 20,5 | 1,0  | 0,0   | 0,0   | 0,0      | 100   |
| Северный участок         |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 2                       | 32     | 50   | 44   | 3    | 0     | 0     | 0        | 131   |
| В процентах              | 1,5                     | 24,4   | 38,2 | 3,0  | 2,3  | 0,0   | 0,0   | 0,0      | 100   |
| Западный участок         |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 1                       | 21     | 37   | 32   | 1    | 0     | 0     | 0        | 92    |
| В процентах              | 1,1                     | 22,8   | 40,2 | 34,8 | 1,1  | 0,0   | 0,0   | 0,0      | 100   |
| Всего по дебиту жидкости |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 0                       | 25     | 45   | 108  | 124  | 261   | 338   | 69       | 970   |
| В процентах              | 0,0                     | 2,6    | 4,6  | 11,1 | 12,8 | 26,9  | 34,8  | 7,1      | 100   |
| Восточный участок        |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 0                       | 10     | 13   | 53   | 63   | 154   | 144   | 18       | 455   |
| В процентах              | 0,0                     | 2,2    | 2,9  | 11,6 | 13,8 | 33,8  | 31,6  | 4,0      | 100,0 |
| Центральный участок      |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 0                       | 6      | 11   | 30   | 36   | 62    | 119   | 28       | 292   |
| В процентах              | 0,0                     | 2,1    | 3,8  | 10,3 | 12,3 | 21,2  | 40,8  | 9,6      | 100   |
| Западный участок         |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 0                       | 4      | 4    | 6    | 7    | 13    | 38    | 20       | 92    |
| В процентах              | 0,0                     | 4,3    | 4,3  | 6,5  | 7,6  | 14,1  | 41,3  | 21,7     | 100   |
| Северный участок         |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 0                       | 5      | 17   | 19   | 18   | 32    | 37    | 3        | 131   |
| В процентах              | 0,0                     | 3,8    | 13,0 | 14,5 | 13,7 | 24,4  | 28,2  | 2,3      | 100   |



**Таблица 3.2.7 – Распределение добывающих скважин I объекта по диапазонам обводненности на 01.07.2020 г.**

| Показатели          | Диапазон обводненности, % |      |       |       |       |       |        | Итого |
|---------------------|---------------------------|------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|
|                     | До 2                      | 2-20 | 20-50 | 50-90 | 90-95 | 95-98 | 98-100 |       |
| Всего               |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 1                         | 31   | 102   | 454   | 183   | 156   | 43     | 970   |
| В процентах         | 0,1                       | 3,2  | 10,5  | 46,8  | 18,9  | 16,1  | 4,4    | 100   |
| Восточный участок   |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 1                         | 17   | 48    | 296   | 72    | 19    | 2      | 455   |
| В процентах         | 0,2                       | 3,7  | 10,5  | 65,1  | 15,8  | 4,2   | 0,4    | 100   |
| Западный участок    |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 0                         | 2    | 6     | 19    | 27    | 31    | 7      | 92    |
| В процентах         | 0,0                       | 2,2  | 6,5   | 20,7  | 29,3  | 33,7  | 7,6    | 100   |
| Центральный участок |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 0                         | 4    | 17    | 93    | 59    | 89    | 30     | 292   |
| В процентах         | 0,0                       | 1,4  | 5,8   | 31,8  | 20,2  | 30,5  | 10,3   | 100   |
| Северный участок    |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 0                         | 8    | 31    | 46    | 25    | 17    | 4      | 131   |
| В процентах         | 0,0                       | 6,1  | 23,7  | 35,1  | 19,1  | 13,0  | 3,1    | 100   |

На 01.07.2020 г. из 343 действующих нагнетательных скважин I объекта 338 ед. вели закачку в I объект, 5 – в I совместно со II, из них 68 скважин были остановлены. Распределение остальных 275 нагнетательных скважин I объекта по диапазонам приемистости представлено в таблице 3.2.8.

Водонагнетательные скважины 1115, 1629 и 597, которые вели закачку воды одновременно в I и II объекты разработки, работали со средней приёмистостью от 13,5 м³/сут до 19,2 м³/сут.

Из 275 работающих нагнетательных скважин I объекта: через 175 скважин закачивали воду на центральном, западном и северном участках, через 100 скважины - пар соответственно на восточном, северном и западном участках.

Максимальная средняя приёмистость 1 водонагнетательной скважины составляла 107,6 м³/сут (скв.6325) и 120,5 м³/сут (скв. 6367), паронагнетательных – 216,9т/сут (скв.3484) и 221 т/сут (скв.5177). 22% водонагнетательных и паронагнетательных скважин работали со средней приемистостью 50- 100 м³/сут (табл. 3.2.8).

**Таблица 3.2.8– Распределение водонагнетательных и паронагнетательных скважин I объекта по диапазонам приемистости на 01.07.2020 г.**

| Показатели                 | Диапазон приемистости, м³/сут, т/сут |       |        |         |         |           | Итого |
|----------------------------|--------------------------------------|-------|--------|---------|---------|-----------|-------|
|                            | до 20                                | 20-50 | 50-100 | 100-200 | 200-250 | более 250 |       |
| I объект                   |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 49                                   | 138   | 61     | 25      | 2       | 0         | 275   |
| В процентах                | 18                                   | 50    | 22     | 9       | 1       | 0         | 100   |
| Центральный участок (вода) |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 32                                   | 102   | 17     | 0       | 0       | 0         | 151   |
| В процентах                | 21                                   | 68    | 11     | 0       | 0       | 0         | 100   |
| Восточный участок (вода)   |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 0                                    | 0     | 0      | 0       | 0       | 0         | 0     |
| В процентах                | 0                                    | 0     | 0      | 0       | 0       | 0         | 0     |
| Восточный участок (пар)    |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 17                                   | 21    | 30     | 18      | 2       | 0         | 88    |
| В процентах                | 19                                   | 24    | 34     | 20      | 2       | 0         | 100   |
| Северный участок (вода)    |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 0                                    | 5     | 4      | 0       | 0       | 0         | 9     |



|                                |   |    |    |    |   |   |     |
|--------------------------------|---|----|----|----|---|---|-----|
| В процентах                    | 0 | 56 | 44 | 0  | 0 | 0 | 100 |
| <b>Северный участок (пар)</b>  |   |    |    |    |   |   |     |
| Количество скважин             | 0 | 1  | 3  | 4  | 0 | 0 | 8   |
| В процентах                    | 0 | 13 | 38 | 50 | 0 | 0 | 100 |
| <b>Западный участок (вода)</b> |   |    |    |    |   |   |     |
| Количество скважин             | 0 | 8  | 5  | 2  | 0 | 0 | 15  |
| В процентах                    | 0 | 53 | 33 | 13 | 0 | 0 | 100 |
| <b>Западный участок (пар)</b>  |   |    |    |    |   |   |     |
| Количество скважин             | 0 | 1  | 2  | 1  | 0 | 0 | 4   |
| В процентах                    | 0 | 25 | 50 | 25 | 0 | 0 | 100 |

**Характеристика фонда скважин II объекта** в целом и по участкам на 01.07.2020 г. приведена в таблице 3.2.9. По состоянию на 01.07.2020 г. на II объекте разработки, включая совместные, эксплуатировалось 1563 скважин, из них: 1002 (64.1%) – добывающих скважин, 271 (17.3%) нагнетательных. В контрольном фонде находятся 174 ед., в, в ликвидированном – 78 ед, законтурных ВНС – 38 ед. Из 1002 добывающих скважин 20 скважин новые, пробуренные в 2019 и на 01.07.2020 г., из них 11 скважин пробурены на центральный участок, и 9 скважин находится на восточном участке.

Как видно из таблицы 3.2.9, в 76 добывающих скважинах (7,6% от фонда добывающих скважин) II объект разработки перфорирован совместно с I объектом, в 9–совместно с III, одна скважина (1352) ведёт совместную эксплуатацию I, II и III объектов разработки. Большинство скважин (69 ед.), ведущих совместную эксплуатацию нескольких объектов разработки, расположены на Центральном участке II объекта.

На дату анализа (01.07.2020 г.) действующий фонд добывающих скважин II объекта разработки, включая совместные скважины, составлял 994 скважин или 99,2% от общего числа добывающих скважин. На центральном участке действующий фонд составлял 57,6% добывающих скважин, на восточном участке – 38,7%, на западном участке – 2,9% от общего количества добывающего фонда. По состоянию на 01.07.2020 г. 26 скважины фонтанируют, остальные- механизированные (из них 517 скважин- ВШНУ и 451 скважин- ШГНУ).

Фонд бездействующих добывающих скважин II объекта разработки, включая совместные скважины, на дату анализа составил 8 единиц (0,8% от всего фонда добывающих скважин). Основными причинами бездействия добывающих скважин являются высокая обводненность продукции и нарушения колонны.

Фонд нагнетательных скважин II объекта, включая 5 скважин, ведущих совместную закачку воды в I и II объекты, на дату анализа составил 271 единиц, в том числе действующий фонд нагнетательных скважин – 262 единиц (см. табл. 3.2.9), что составляет 96,7% от всего фонда нагнетательных скважин II объекта. В бездействии находятся 9 скважин, что составляет 3,3% от всего фонда нагнетательных скважин, практически все бездействующие скважины (кроме 1(скв.4388) в восточной части) расположены на центральном участке месторождения.



Таблица 3.2.9 - Месторождение Каражанбас. II объект. Состояние фонда скважин на 01.07.2020 г.

| Фонд                 | Категория           | Количество скважин по участкам |        |       |       |       |       |        |       |       |       |          |        |       |       |       |        |        |       |       | Итого |       |        |       |       |       |
|----------------------|---------------------|--------------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|----------|--------|-------|-------|-------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|
|                      |                     | II                             |        |       |       |       | I-II  |        |       |       |       | I-II-III |        |       |       |       | II-III |        |       |       |       |       |        |       |       |       |
|                      |                     | центр                          | восток | запад | север | всего | центр | восток | запад | север | всего | центр    | восток | запад | север | всего | центр  | восток | запад | север | всего | центр | восток | запад | север | всего |
| Добывающие           | Всего               | 514                            | 380    | 21    | 0     | 915   | 61    | 8      | 8     | 0     | 77    | 1        | 0      | 0     | 0     | 1     | 8      | 1      | 0     | 0     | 9     | 584   | 389    | 29    | 0     | 1002  |
|                      | в т.ч. действующие: | 508                            | 379    | 21    | 0     | 908   | 60    | 8      | 8     | 0     | 76    | 1        | 0      | 0     | 0     | 1     | 8      | 1      | 0     | 0     | 9     | 577   | 388    | 29    | 0     | 994   |
|                      | из них: фонтанные   | 23                             | 2      | 1     | 0     | 26    | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 23    | 2      | 1     | 0     | 26    |
|                      | ШГНУ                | 184                            | 286    | 5     | 0     | 475   | 31    | 3      | 2     | 0     | 36    | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 5      | 1      | 0     | 0     | 6     | 220   | 290    | 7     | 0     | 517   |
|                      | ВШНУ                | 301                            | 91     | 15    | 0     | 407   | 29    | 5      | 6     | 0     | 40    | 1        | 0      | 0     | 0     | 1     | 3      | 0      | 0     | 0     | 3     | 334   | 96     | 21    | 0     | 451   |
|                      | бездействующие      | 6                              | 1      | 0     | 0     | 7     | 1     | 0      | 0     | 0     | 1     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 7     | 1      | 0     | 0     | 8     |
| Водонагнетательные   | Всего               | 169                            | 2      | 2     | 0     | 173   | 5     | 0      | 0     | 0     | 5     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 174   | 2      | 2     | 0     | 178   |
|                      | в т.ч. действующие  | 160                            | 2      | 2     | 0     | 164   | 5     | 0      | 0     | 0     | 5     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 165   | 2      | 2     | 0     | 169   |
|                      | бездействующие      | 9                              | 0      | 0     | 0     | 9     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 9     | 0      | 0     | 0     | 9     |
| Паронагнетательные   | Всего               | 0                              | 93     | 0     | 0     | 93    | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 93     | 0     | 0     | 93    |
|                      | в т.ч. действующие  | 0                              | 93     | 0     | 0     | 93    | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 93     | 0     | 0     | 93    |
| Специальные скважины | Контрольные         | 140                            | 27     | 0     | 0     | 167   | 5     | 1      | 1     | 0     | 7     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 145   | 28     | 1     | 0     | 174   |
|                      | Законтурные ВНС     | 11                             | 5      | 1     | 0     | 17    | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 10     | 7      | 4     | 0     | 21    | 21    | 12     | 1     | 0     | 38    |
| Ликвидированные      | Всего               | 46                             | 5      | 0     | 0     | 51    | 6     | 2      | 1     | 0     | 9     | 6        | 4      | 3     | 0     | 13    | 2      | 3      | 0     | 0     | 5     | 60    | 14     | 4     | 0     | 78    |
| Итого                |                     | 876                            | 880    | 512   | 24    | 1416  | 77    | 11     | 10    | 0     | 98    | 7        | 4      | 3     | 0     | 14    | 20     | 11     | 4     | 0     | 35    | 984   | 538    | 37    | 0     | 1563  |



Из 994 действующих добывающих скважин 321 были остановлены на 01.07.2020 г, распределение остальных 673 работающих скважин II объекта по диапазонам дебитов нефти и жидкости по состоянию на 01.07.2020 г. представлено в таблице 3.2.10.

**Таблица 3.2.10– Распределение скважин II объекта по диапазонам дебитов нефти и жидкости на 01.07.2020 г.**

| Показатели               | Диапазон дебитов, т/сут |        |      |      |      |       |       |         | Итого |
|--------------------------|-------------------------|--------|------|------|------|-------|-------|---------|-------|
|                          | До 0,25                 | 0,25-1 | 1-2  | 2-5  | 5-10 | 10-20 | 20-50 | более50 |       |
| Всего по дебиту нефти    |                         |        |      |      |      |       |       |         |       |
| Количество скважин       | 7                       | 168    | 266  | 206  | 22   | 4     | 0     | 0       | 673   |
| В процентах              | 1,0                     | 25,0   | 39,5 | 30,6 | 3,3  | 0,6   | 0,0   | 0,0     | 100   |
| Восточный участок        |                         |        |      |      |      |       |       |         |       |
| Количество скважин       | 2                       | 53     | 100  | 101  | 15   | 3     | 0     | 0       | 274   |
| В процентах              | 0,7                     | 19,3   | 36,5 | 36,9 | 5,5  | 1,1   | 0,0   | 0,0     | 100   |
| Центральный участок      |                         |        |      |      |      |       |       |         |       |
| Количество скважин       | 5                       | 113    | 162  | 102  | 7    | 1     | 0     | 0       | 390   |
| В процентах              | 1,3                     | 29,0   | 41,5 | 26,2 | 1,8  | 0,3   | 0,0   | 0,0     | 100   |
| Западный участок         |                         |        |      |      |      |       |       |         |       |
| Количество скважин       | 0                       | 2      | 4    | 3    | 0    | 0     | 0     | 0       | 9     |
| В процентах              | 0,0                     | 22,2   | 44,4 | 33,3 | 0,0  | 0,0   | 0,0   | 0,0     | 100   |
| Всего по дебиту жидкости |                         |        |      |      |      |       |       |         |       |
| Количество скважин       | 0                       | 18     | 29   | 51   | 79   | 144   | 231   | 121     | 673   |
| В процентах              | 0,0                     | 2,7    | 4,3  | 7,6  | 11,7 | 21,4  | 34,3  | 18,0    | 100   |
| Восточный участок        |                         |        |      |      |      |       |       |         |       |
| Количество скважин       | 0                       | 11     | 19   | 29   | 51   | 97    | 60    | 7       | 274   |
| В процентах              | 0,0                     | 4,0    | 6,9  | 10,6 | 18,6 | 35,4  | 21,9  | 2,6     | 100   |
| Центральный участок      |                         |        |      |      |      |       |       |         |       |
| Количество скважин       | 0                       | 7      | 10   | 18   | 27   | 47    | 169   | 112     | 390   |
| В процентах              | 0,0                     | 1,8    | 2,6  | 4,6  | 6,9  | 12,1  | 43,3  | 28,7    | 100   |
| Западный участок         |                         |        |      |      |      |       |       |         |       |
| Количество скважин       | 0                       | 0      | 0    | 4    | 1    | 0     | 2     | 2       | 9     |
| В процентах              | 0,0                     | 0,0    | 0,0  | 44,4 | 11,1 | 0,0   | 22,2  | 22,2    | 100   |

Как видно из таблицы, средний дебит скважин II объекта по нефти находится в диапазоне 0,25-1 т/сут (25%) и 1-2 т/сут (39.5%) в основном на центральном и восточном участке, работающих с дебитом нефти выше 20 т/сут скважин на 01.07.2020 года не имеется. Количество низкодебитных скважин объекта составляет 1% от работающего фонда.

Максимальный дебит по жидкости скважин II объекта составил 106,1 т/сут. Большая часть скважин (52,3%) работали со средним дебитом жидкости более 20 т/сут. С дебитом жидкости менее 2 т/сут эксплуатировались 7% скважин II объекта разработки.

В таблице 3.2.11 представлено распределение действующего добывающего фонда скважин по диапазонам обводненности по состоянию на 01.07.2020 г.

**Таблица 3.2.11– Распределение скважин II объекта по диапазонам обводненности на 01.07.2020 г**

| Показатели          | Диапазон обводненности, % |      |       |       |       |       |        | Итого |
|---------------------|---------------------------|------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|
|                     | до2                       | 2-20 | 20-50 | 50-90 | 90-95 | 95-98 | 98-100 |       |
| Всего               |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 1                         | 11   | 46    | 254   | 112   | 206   | 43     | 673   |
| В процентах         | 0,1                       | 1,6  | 6,8   | 37,7  | 16,6  | 30,6  | 6,4    | 100   |
| Восточный участок   |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 0                         | 3    | 32    | 181   | 43    | 15    | 0      | 274   |
| В процентах         | 0                         | 1,1  | 11,7  | 66,1  | 15,7  | 5,5   | 0,0    | 100   |
| Западный участок    |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 0                         | 0    | 2     | 3     | 2     | 1     | 1      | 9     |
| В процентах         | 0,0                       | 0,0  | 22,2  | 33,3  | 22,2  | 11,1  | 11,1   | 100   |
| Центральный участок |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 1                         | 8    | 12    | 70    | 67    | 190   | 42     | 390   |
| В процентах         | 0,3                       | 2,1  | 3,1   | 17,9  | 17,2  | 48,7  | 10,8   | 100   |



Из таблицы 3.2.11 видно, что 53,6% скважин работали с обводнённостью более 90%. На центральном участке 76,7% скважин обводнены более, чем на 90%, на западном участке таких скважин 44,4%, на восточном – 21,2%.

На 01.07.2020 г. из 262 действующих нагнетательных скважин, через 5 скважин осуществлялась совместная закачка воды в I+II объекты. На 01.07.2020 г. были остановлены 86 скважин, распределение по диапазонам приемистости остальных 176 скважин, закачивающих воду и пар на центральном и восточном участках II объекта, приведено в таблице 3.2.12.

**Таблица 3.2.12– Распределение водонагнетательных и паронагнетательных скважин II объекта по диапазонам приемистости на 01.07.2020 г.**

| Диапазон приемистости на 01.07.2020 г. |                                      |       |        |         |         |           |       |
|--|--------------------------------------|-------|--------|---------|---------|-----------|-------|
| Показатели                             | Диапазон приемистости, м³/сут, т/сут |       |        |         |         |           | Итого |
|  | до 20                                | 20-50 | 50-100 | 100-200 | 200-250 | более 250 |       |
| II объект                              |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин                     | 30                                   | 118   | 19     | 6       | 2       | 1         | 176   |
| В процентах                            | 17                                   | 67    | 11     | 3       | 1       | 1         | 100   |
| Центральный участок (вода)             |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин                     | 18                                   | 98    | 7      | 0       | 0       | 0         | 123   |
| В процентах                            | 15                                   | 80    | 6      | 0       | 0       | 0         | 100   |
| Восточный участок (вода)               |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин                     | 1                                    | 1     | 0      | 0       | 0       | 0         | 2     |
| В процентах                            | 50                                   | 50    | 0      | 0       | 0       | 0         | 100   |
| Восточный участок (пар)                |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин                     | 11                                   | 17    | 12     | 6       | 2       | 1         | 49    |
| В процентах                            | 22                                   | 35    | 24     | 12      | 4       | 2         | 100   |
| Западный участок (вода)                |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин                     | 0                                    | 2     | 0      | 0       | 0       | 0         | 2     |
| В процентах                            | 0                                    | 100   | 0      | 0       | 0       | 0         | 100   |

Закачка пара производилась лишь на восточном участке объекта. Средняя приёмистость одной скважины по пару составляла 63,8 т/сут, по воде – 31,6 м³/сут. Как видно из таблицы 3.2.12, 57% паронагнетательных скважин и 94,5% водонагнетательных скважин работали со средней приемистостью до 50 т/сут.

При разработке залежей нефти II объекта на центральном участке, помимо основной технологии – внутриконтурного площадного воздействия вытеснением, осуществляется закачка сточных вод в законтурную область с целью утилизации. На дату анализа сточные воды закачиваются в водонасыщенную (законтурную) зону залежи нефти II объекта через 38 скважин, из них в 21 совместно с III объектом.

**Характеристика фонда скважин III объекта** в целом и по участкам на 01.07.2020 г. приведена в таблице 3.2.13.

На дату анализа (01.07.2020 г.) общий фонд скважин III объекта разработки составляет 901 единиц, в том числе: 654 добывающих (72,6% от всего фонда объекта), 154 нагнетательных (17,1%), 21 контрольных, 43 законтурных ВНС и 29 ликвидированных.

Как видно из таблицы, действующих добывающих скважин – 654 ед., из них: 450 (68,3%) расположены на восточном участке, 85 – на центральном, 119 – на западном. В их



число входят 12 добывающих скважин, ведущих совместную эксплуатацию нескольких объектов разработки.

Как видно из таблицы 3.2.13, на 01.07.2020 г. фонд нагнетательных скважин III объекта разработки составляет 154 ед, в том числе, 63 – водонагнетательных и 91 – паронагнетательных.

В бездействии находятся 3 водонагнетательные скважины, все скважины эксплуатируются в центральной части месторождения.

Из 654 действующих добывающих скважин в 12 скважинах осуществляется добыча из III объекта совместно с I и II объектами.

На 01.07.2020 г. 152 добывающих скважин объекта остановлены, распределение 502 работающих добывающих скважин по диапазонам средних дебитов нефти и жидкости представлено в таблице 3.2.14.

Максимальный средний дебит нефти на 01.07.2020 г. составил 15,3-15,7 т/сут в скважинах (4832 и 7020), расположенные на восточном участке объекта.

На Центральном участке месторождения малодебитных скважин- с дебитом нефти менее 1 т/сут – 25,5%. Основное количество скважин III объекта (262 ед) работают с дебитом по нефти с 2 до 5 т/сут (46,2%). Со средними дебитами жидкости до 20 т/сут работают 60,4% скважин III объекта, с дебитом жидкости более 50 т/сут – 5,8% скважин объекта (табл. 3.2.14).



Таблица 3.2.13- Состояние фонда скважин III объекта на 01.01.2020 г.

| Фонд                 | Категория           | Количество скважин по участкам |        |       |       |       |       |        |       |       |       |          |        |       |       |       |        |        |       |       | Итого |       |        |       |       |       |
|----------------------|---------------------|--------------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|----------|--------|-------|-------|-------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|
|                      |                     | III                            |        |       |       |       | I-III |        |       |       |       | I-II-III |        |       |       |       | II-III |        |       |       |       |       |        |       |       |       |
|                      |                     | центр                          | восток | запад | север | всего | центр | восток | запад | север | всего | центр    | восток | запад | север | всего | центр  | восток | запад | север | всего | центр | восток | запад | север | всего |
| Добывающие           | Всего               | 75                             | 448    | 119   | 0     | 642   | 1     | 1      | 0     | 0     | 2     | 1        | 0      | 0     | 0     | 1     | 8      | 1      | 0     | 0     | 9     | 85    | 450    | 119   | 0     | 654   |
|                      | в т.ч. действующие: | 75                             | 448    | 119   | 0     | 642   | 1     | 1      | 0     | 0     | 2     | 1        | 0      | 0     | 0     | 1     | 8      | 1      | 0     | 0     | 9     | 85    | 450    | 119   | 0     | 654   |
|                      | из них: фонтанные   | 0                              | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     |
|                      | ШГНУ                | 20                             | 397    | 16    | 0     | 433   | 0     | 1      | 0     | 0     | 1     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 5      | 1      | 0     | 0     | 6     | 25    | 399    | 16    | 0     | 440   |
|                      | ВШНУ                | 55                             | 51     | 103   | 0     | 209   | 1     | 0      | 0     | 0     | 1     | 1        | 0      | 0     | 0     | 1     | 3      | 0      | 0     | 0     | 3     | 60    | 51     | 103   | 0     | 214   |
|                      | бездействующие      | 0                              | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     |
| Водонагнетательные   | Всего               | 36                             | 0      | 27    | 0     | 63    | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 36    | 0      | 27    | 0     | 63    |
|                      | в т.ч. действующие  | 33                             | 0      | 27    | 0     | 60    | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 33    | 0      | 27    | 0     | 60    |
|                      | бездействующие      | 3                              | 0      | 0     | 0     | 3     | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 3     | 0      | 0     | 0     | 3     |
| Паронагнетательные   | Всего               | 0                              | 89     | 2     | 0     | 91    | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 89     | 2     | 0     | 91    |
|                      | в т.ч. действующие  | 0                              | 89     | 2     | 0     | 91    | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 89     | 2     | 0     | 91    |
| Специальные скважины | Контрольные         | 4                              | 17     | 0     | 0     | 21    | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 4     | 17     | 0     | 0     | 21    |
|                      | Законтурные ВНС     | 4                              | 18     | 0     | 0     | 22    | 0     | 0      | 0     | 0     | 0     | 0        | 0      | 0     | 0     | 0     | 10     | 7      | 4     | 0     | 21    | 14    | 25     | 4     | 0     | 43    |
| Ликвидированные      | Всего               | 5                              | 0      | 0     | 0     | 5     | 0     | 2      | 3     | 1     | 6     | 6        | 4      | 3     | 0     | 13    | 2      | 3      | 0     | 0     | 5     | 13    | 9      | 6     | 1     | 29    |
| Итого                |                     | 124                            | 572    | 148   | 0     | 844   | 1     | 3      | 3     | 1     | 8     | 7        | 4      | 3     | 0     | 14    | 20     | 11     | 4     | 0     | 35    | 152   | 590    | 154   | 1     | 901   |

**Таблица 3.2.14– Распределение скважин III объекта по диапазонам дебитов нефти и жидкости на 01.07.2020 г.**

| Показатели               | Диапазон дебитов, т/сут |        |      |      |      |       |       |      | Итого |
|--------------------------|-------------------------|--------|------|------|------|-------|-------|------|-------|
|                          | до0,25                  | 0,25-1 | 1-2  | 2-5  | 5-10 | 10-20 | 20-50 | >50  |       |
| Всего по дебиту нефти    |                         |        |      |      |      |       |       |      |       |
| Количество скважин       | 1                       | 44     | 148  | 232  | 73   | 4     | 0     | 0    | 502   |
| В процентах              | 0,2                     | 8,8    | 29,5 | 46,2 | 14,5 | 0,8   | 0,0   | 0,0  | 100   |
| Восточный участок        |                         |        |      |      |      |       |       |      |       |
| Количество скважин       | 1                       | 25     | 94   | 169  | 66   | 4     | 0     | 0    | 359   |
| В процентах              | 0,3                     | 7,0    | 26,2 | 47,1 | 18,4 | 1,1   | 0,0   | 0,0  | 100   |
| Центральный участок      |                         |        |      |      |      |       |       |      |       |
| Количество скважин       | 0                       | 13     | 15   | 20   | 3    | 0     | 0     | 0    | 51    |
| В процентах              | 0,0                     | 25,5   | 29,4 | 39,2 | 5,9  | 0,0   | 0,0   | 0,0  | 100   |
| Западный участок         |                         |        |      |      |      |       |       |      |       |
| Количество скважин       | 0                       | 6      | 39   | 43   | 4    | 0     | 0     | 0    | 92    |
| В процентах              | 0,0                     | 6,5    | 42,4 | 46,7 | 4,3  | 0,0   | 0,0   | 0,0  | 100   |
| Всего по дебиту жидкости |                         |        |      |      |      |       |       |      |       |
| Количество скважин       | 0                       | 1      | 15   | 40   | 81   | 166   | 170   | 29   | 502   |
| В процентах              | 0,0                     | 0,2    | 3,0  | 8,0  | 16,1 | 33,1  | 33,9  | 5,8  | 100   |
| Восточный участок        |                         |        |      |      |      |       |       |      |       |
| Количество скважин       | 0                       | 0      | 6    | 23   | 61   | 130   | 119   | 20   | 359   |
| В процентах              | 0,0                     | 0,0    | 1,7  | 6,4  | 17,0 | 36,2  | 33,1  | 5,6  | 100   |
| Центральный участок      |                         |        |      |      |      |       |       |      |       |
| Количество скважин       | 0                       | 1      | 5    | 5    | 8    | 13    | 13    | 6    | 51    |
| В процентах              | 0,0                     | 2,0    | 9,8  | 9,8  | 15,7 | 25,5  | 25,5  | 11,8 | 100   |
| Западный участок         |                         |        |      |      |      |       |       |      |       |
| Количество скважин       | 0                       | 0      | 4    | 12   | 12   | 23    | 38    | 3    | 92    |
| В процентах              | 0,0                     | 0,0    | 4,3  | 13,0 | 13,0 | 25,0  | 41,3  | 3,3  | 100   |

В таблице 3.2.15 приведено распределение действующих скважин III объекта разработки по диапазонам обводненности на 01.07.2020 г.

**Таблица 3.2.15– Распределение скважин III объекта по диапазонам обводненности на 01.07.2020 г.**

| Показатели          | Диапазон обводненности, % |      |       |       |       |       |        | Итого |
|---------------------|---------------------------|------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|
|                     | до 2                      | 2-20 | 20-50 | 50-90 | 90-95 | 95-98 | 98-100 |       |
| Всего               |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 0                         | 1    | 31    | 329   | 105   | 36    | 0      | 502   |
| В процентах         | 0                         | 0,2  | 6,2   | 65,5  | 20,9  | 7,2   | 0,0    | 100   |
| Восточный участок   |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 0                         | 0    | 20    | 254   | 66    | 19    | 0      | 359   |
| В процентах         | 0                         | 0,0  | 5,6   | 70,8  | 18,4  | 5,3   | 0,0    | 100   |
| Западный участок    |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 0                         | 1    | 6     | 50    | 25    | 10    | 0      | 92    |
| В процентах         | 0                         | 1,1  | 6,5   | 54,3  | 27,2  | 10,9  | 0,0    | 100   |
| Центральный участок |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 0                         | 0    | 5     | 25    | 14    | 7     | 0      | 51    |
| В процентах         | 0,0                       | 0,0  | 9,8   | 49,0  | 27,5  | 13,7  | 0,0    | 100   |

Как видно из таблицы 3.2.15, 28,1% скважин III объекта эксплуатировались с обводненностью более 90%, из них 7,2% - с обводненностью от 95% до 98%.

В основном все высокообводненные скважины центрального участка расположены в зоне влияния закачки, восточного участка - в зоне влияния ВНК.

На восточном и западном участках большая часть скважин (70,8% и 54,3%) характеризуется обводненностью 50- 90%, на центральном участке 41,2% скважин эксплуатировались с обводненностью более 90%.

С начала разработки в III объект на центральном участке осуществлялась закачка воздуха, горячей и холодной воды, в настоящее время – только закачка холодной воды. На



восточном участке с 2005 г. в качестве рабочего агента ППД применяется пар. На западном участке закачивается холодная вода, а также реализуется технология чередования закачки пара и воды на одном из участков 1 объекта и в качестве ОПИ на участке 3 объекта.

Фонд действующих нагнетательных скважин на 01.07.2020 г. составил 151 ед, из них 134- в работе и 17- в простое. На центральном и западном участках месторождения в работающем фонде находятся 58 водонагнетательных скважин, на восточном- 71 скважина, на западном- 2 скважины на участке ОПИ технологии ЧЗПВ. (табл. 3.2.16).

На 01.07.2020 г. распределение 134 ед. работающих нагнетательных скважин III объекта по диапазонам средней приёмистости по воде (центральный и западный участки) и пару (восточный и западный участки) на 01.07.2020 г. представлено в таблице 3.2.16

**Таблица 3.2.16 – Распределение водонагнетательных и паронагнетательных скважин III объекта по диапазонам приёмистости на 01.07.2020 г.**

| Показатели                 | Диапазон приемистости, м³/сут, т/сут |       |        |         |         |           | Итого |
|----------------------------|--------------------------------------|-------|--------|---------|---------|-----------|-------|
|                            | до 20                                | 20-50 | 50-100 | 100-200 | 200-250 | более 250 |       |
| III объект                 |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 14                                   | 56    | 40     | 17      | 2       | 5         | 134   |
| В процентах                | 10                                   | 42    | 30     | 13      | 1       | 4         | 100   |
| Центральный участок (вода) |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 0                                    | 25    | 4      | 0       | 0       | 0         | 29    |
| В процентах                | 0                                    | 86    | 14     | 0       | 0       | 0         | 100   |
| Восточный участок (пар)    |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 14                                   | 18    | 23     | 17      | 1       | 5         | 78    |
| В процентах                | 18                                   | 23    | 29     | 22      | 1       | 6         | 100   |
| Западный участок (вода)    |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 0                                    | 13    | 12     | 0       | 0       | 0         | 25    |
| В процентах                | 0                                    | 52    | 48     | 0       | 0       | 0         | 100   |
| Западный участок (пар)     |                                      |       |        |         |         |           |       |
| Количество скважин         | 0                                    | 0     | 1      | 0       | 1       | 0         | 2     |
| В процентах                | 0                                    | 0     | 50     | 0       | 50      | 0         | 100   |

Как видно из таблицы 3.2.16, 86% водонагнетательных скважин центрального участка характеризуются приёмистостью до 50 м³/сут, 70% паронагнетательных скважин работают с приёмистостью до 100 т/сут, из них 51,3% - с приёмистостью до 50 т/сут.

На дату анализа закачка сточных вод с целью утилизации осуществляется в водонасыщенную (законтурную) зону залежи нефти III объекта через 43 скважины.

#### **Характеристика фонда скважин, эксплуатирующих совместно несколько объектов разработки**

Как видно из таблицы 3.2.17, на 01.07.2020 г. из 2855 действующих добывающих скважин 76 ед. эксплуатировали совместно I и II объекты, 9 скважин - II и III, 2 скважины - I и III и одна скважина - I, II и III объекты разработки.

Распределение 76 работающих на I и 2 объекты скважин по диапазонам дебитов нефти и жидкости на 01.07.2020 г. приведено в таблице 3.2.17.

По состоянию на 01.07.2020 г. все добывающие скважины, осуществляющие совместную эксплуатацию I и II объектов разработки, малodeбитные- средний дебит нефти



от 0,25 до 2 т/сут (74% скв.). С дебитом нефти более 2 т/сут по нефти работают 26% скважин.

Распределение действующих добывающих скважин I-II объектов разработки по диапазонам обводнённости на 01.07.2020 г. показано в таблице 3.2.18.

Как видно из таблицы 3.2.18 в 62% скважин, добывающих совместно из пластов I и II объектов, обводненность продукции превышает 90%, практически все эти скважины расположены на центральном участке. В 8-и скважинах центрального участка обводненность выше 98%. В скважине 1352, где перфорированы пласты-коллекторы всех 3-х объектов разработки (I+II+III), по состоянию на 01.07.2020 г. средний дебит нефти составил 1.6 т/сут при обводнённости продукции 97,1%.

Из 9 скважин, совместно добывающих из пластов II и III объектов разработки, 8 расположены на центральном участке, одна – на восточном. Скважина восточного участка (1384) на 01.07.2020 г. находится в простое. Из 8 скважин центрального участка на дату анализа работают 2 скважины со средним дебитом нефти от 4,1 т/сут при обводнённости 86,6%, остальные 6 скважин находятся в простое.

**Таблица 3.2.17– Распределение скважин I-II объектов по диапазонам дебитов нефти и жидкости на 01.07.2020 г.**

| Показатели               | Диапазон дебитов, т/сут |        |      |      |      |       |       |          | Итого |
|--------------------------|-------------------------|--------|------|------|------|-------|-------|----------|-------|
|                          | менее 0,25              | 0,25-1 | 1-2  | 2-5  | 5-10 | 10-20 | 20-50 | более 50 |       |
| Всего по дебиту нефти    |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 0                       | 13     | 24   | 11   | 1    | 1     | 0     | 0        | 50    |
| В процентах              | 0,0                     | 26,0   | 48,0 | 22,0 | 2,0  | 2,0   | 0,0   | 0,0      | 100   |
| Восточный участок        |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 0                       | 1      | 3    | 1    | 0    | 1     | 0     | 0        | 6     |
| В процентах              | 0,0                     | 16,7   | 50,0 | 16,7 | 0,0  | 16,7  | 0,0   | 0,0      | 100   |
| Центральный участок      |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 0                       | 12     | 19   | 8    | 1    | 0     | 0     | 0        | 40    |
| В процентах              | 0,0                     | 30,0   | 47,5 | 20,0 | 2,5  | 0,0   | 0,0   | 0,0      | 100   |
| Западный участок         |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 0                       | 0      | 2    | 2    | 0    | 0     | 0     | 0        | 4     |
| В процентах              | 0,0                     | 0,0    | 50,0 | 50,0 | 0,0  | 0,0   | 0,0   | 0,0      | 100   |
| Всего по дебиту жидкости |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 0                       | 0      | 1    | 5    | 7    | 5     | 19    | 13       | 50    |
| В процентах              | 0,0                     | 0,0    | 2,0  | 10,0 | 14,0 | 10,0  | 38,0  | 26,0     | 100   |
| Восточный участок        |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 0                       | 0      | 1    | 2    | 1    | 0     | 2     | 0        | 6     |
| В процентах              | 0,0                     | 0,0    | 16,7 | 33,3 | 16,7 | 0,0   | 33,3  | 0,0      | 100   |
| Центральный участок      |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 0                       | 0      | 0    | 2    | 5    | 5     | 16    | 12       | 40    |
| В процентах              | 0,0                     | 0,0    | 0,0  | 5,0  | 12,5 | 12,5  | 40,0  | 30,0     | 100   |
| Западный участок         |                         |        |      |      |      |       |       |          |       |
| Количество скважин       | 0                       | 0      | 0    | 1    | 1    | 0     | 1     | 1        | 4     |
| В процентах              | 0,0                     | 0,0    | 0,0  | 25,0 | 25,0 | 0,0   | 25,0  | 25,0     | 100   |



Таблица 3.2.18– Распределение скважин I+II объектов по диапазонам обводнённости на 01.07.2020 г.

| Показатели          | Диапазон обводнённости, % |      |       |       |       |       |        | Итого |
|---------------------|---------------------------|------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|
|                     | менее 2                   | 2>20 | 20>50 | 50>90 | 90>95 | 95>98 | 98>100 |       |
| Всего               |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 0                         | 0    | 3     | 16    | 8     | 15    | 8      | 50    |
| В процентах         | 0,0                       | 0,0  | 6,0   | 32,0  | 16,0  | 30,0  | 16,0   | 100   |
| Восточный участок   |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 0                         | 0    | 1     | 5     | 0     | 0     | 0      | 6     |
| В процентах         | 0,0                       | 0,0  | 16,7  | 83,3  | 0,0   | 0,0   | 0,0    | 100   |
| Западный участок    |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 0                         | 0    | 1     | 1     | 1     | 1     | 0      | 4     |
| В процентах         | 0,0                       | 0,0  | 25,0  | 25,0  | 25,0  | 25,0  | 0,0    | 100   |
| Центральный участок |                           |      |       |       |       |       |        |       |
| Количество скважин  | 0                         | 0    | 1     | 10    | 7     | 14    | 8      | 40    |
| В процентах         | 0,0                       | 0,0  | 2,5   | 25,0  | 17,5  | 35,0  | 20,0   | 100   |

#### *Анализ технологических показателей*

Основными проектными документами на разработку месторождения Каражанбас являются «Уточненный проект разработки месторождения Каражанбас» и «Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения...». Технологические показатели на ближайший период уточнялись неоднократно в рамках работ по авторскому надзору и анализу разработки.

Динамика годовой добычи нефти, жидкости, действующего фонда добывающих скважин, среднесуточных дебитов на скважину и обводнённости в целом по месторождению с начала разработки по состоянию на 01.07.2020 г. представлена на рисунке 3.2.4, динамика закачки рабочих агентов - на рисунке 3.2.5

За пять лет эксплуатации месторождения (с 2015 г. по 01.07.2020 г) объемы добычи нефти возросли с 2138 тыс.т до 2164 тыс.т (в целом на 1,2%), что обеспечено ежегодным увеличением фонда действующих добывающих скважин, который в 2015 г. составлял 2681 ед., а к середине 2020 года насчитывал 2855 ед., что обусловлено увеличением объема бурения и ввода в эксплуатацию новых скважин. Добыча нефти на 01.07.2020 год по месторождению составил 1013 тыс.т. При этом средний дебит нефти на скважину снизился с 2,4 т/сут (в 2015 г.) до 2,2 т/сут (на 01.07.2020 г.).

**На центральном участке** за период 2015- 2019 гг. объемы добычи нефти увеличились на 9%, составив в 2019 году 577 тыс.т, что связано с увеличением производительности скважин с 1,35 т/сут до 1,53 т/сут, несмотря на снижение действующего добывающего фонда скважин с 1164 ед. (2015 г.) до 1064 ед. (2019 г.). На середину 2020 года добыча нефти центрального участка составил 265,2 тыс.т, дебит нефти увеличился до 1,57т/сут, что связано с вводом в эксплуатацию новых уплотняющих скважин 2 объекта. Также наблюдается снижение обводнённости продукции в среднем с 95,6% до 95,0%.

**На восточном участке** в период 2015- 2019 гг. наблюдается снижение объемов





добычи нефти на 1,7% - с 1329 тыс. т до 1306,6 тыс. т (в 2019 г.) в связи со снижением среднего дебита на 1 скважину с 3,55 т/сут до 2,9 т/сут. На 01.07.2020 года объем добычи участка составил 620 тыс.т. По действующему фонду наблюдается ежегодный рост - с 1124 ед. (в 2015 г.) до 1357 ед. (на 01.07.2020 г), что обусловлено интенсивным бурением и вводом новых скважин на участке. Обводненность продукции на 01.07.2020 г. составила 85%, что на 2,9% выше показателя 2015 года.

**На западном участке** с 2015 по 2019 гг. объем добычи нефти увеличился на 23%, что обусловлено применением технологии чередующейся закачки пара и воды с 2016 года на I объекте данного участка. На 01.07.2020 г объем добычи составил 81,3 тыс.т. По состоянию 01.07.2020 г. на участке наблюдается увеличение среднесуточного дебита нефти по сравнению с 2015 годом (с 1,7 т/сут до 1,9 т/сут) и увеличение действующего добывающего фонда на 13 ед. Средняя обводненность продукции скважин возросла с 87,8% до 93,1%.

**На северном участке** с 2015 по 2019 гг. наблюдается ежегодное снижение добычи нефти, в целом за период - на 25,9%, несмотря на увеличение действующего добывающего фонда на 7 ед. (от 140 до 147 ед.). На 01.07.2020 года объем добычи нефти по участку составил 46,2 тыс.т, действующий добывающий фонд увеличился по сравнению с 2019 годом на 14 ед. Среднесуточный дебит нефти участка снизился с 2,79 т/сут до 1,8 т/сут, в связи с общим ограничением по пару были сокращены объемы закачки пара на участке с 582 тыс.т в 2015 году до 337,1 тыс.т в 2019 году, на 01.07.2020 года объем закачки пара составил 130,9 тыс.т. Показатель обводненности продукции повысился с 87,3% до 88,7%.

Добыча жидкости в целом по месторождению в период 2015- 2019 гг. ежегодно возрастала с 21824 тыс.т (в 2015 г.) до 23713 тыс.т (в 2019 г.) в связи с увеличением действующего добывающего и нагнетательного фонда. На 01.07.2020г объем добычи жидкости по месторождению составил 11023 тыс.т. Наблюдается также небольшое увеличение среднего дебита жидкости на скважину в 2019 году по сравнению с 2015 годом - с 23,9 т/сут (в 2015 г.) до 24,3 т/сут (в 2019 г), на 01.07.2020 года дебит жидкости составил 23,9 т/сут. Обводненность продукции за анализируемый период выросла с 90,3% (2015 г.) до 90,8% (01.07.2020 г.).

Накопленная добыча нефти на 01.07.2020 г. в целом по месторождению составила 54,625 млн.т, из них 52,3% нефти извлечено из пластов центрального участка месторождения, 39,6% - на восточном, 3,4% - на северном и 4,7% - на западном. Текущий коэффициент нефтеизвлечения (КИН) в целом по месторождению составил 0,181 доли.ед.

За период 2015- 2019 гг. в целом по месторождению пробурено 570 скважин, в т.ч.: на восточном участке – 393 ед., на северном – 63 ед, на центральном – 46 ед, на западном – 68 скважин. Из 570 пробуренных скважин 506 предназначены под добычу, 54 - под



нагнетание и 10 - под нагнетание в законтурную часть месторождения, на начальном этапе все пробуренные скважины (кроме законтурных скважин) использовались в качестве добывающих.

За анализируемый период на месторождении проводились работы по переводу временно добывающих скважин под закачку пара и воды, по выводу из бездействия путём изоляции обводнённых интервалов перфорации, переводу скважин на другой объект разработки, переводу из категории нагнетательных одного объекта в категорию добывающих другого и др.

За счёт работы с фондом скважин за рассматриваемый период практически по всем участкам заметно увеличены коэффициенты эксплуатации и использования как добывающих, так и нагнетательных скважин.

Добыча нефти из новых скважин в 2019 г. составила 55,4 тыс.т (2,6% от общей добычи), что на 20,2% меньше показателя 2018 года, это связано с тем, что в 2019 году введено непосредственно под добычу на 11 скважин меньше, чем в предыдущем, а также - с более низким продуктивным потенциалом новых скважин 2019 года (в среднем 2,9 т/сут) по сравнению с прошлым периодом: дебит новых скважин 2015 г. - 3,95 т/сут, 2016 г. - 3,2 т/сут, 2017 г. - 3,0 т/сут, 2018 г. - 3,1 т/сут. На середину 2020г добыча нефти из новых скважин составил 18,211 тыс.т. Среднегодовая обводненность продукции новых скважин в 2019 году составила 73,9%, что выше соответствующего показателя 2015 года (66,2%), на 01.07.2020года обводненность новых скважин составил 69,08%.

Объем внутриконтурной закачки воды до 2017 года ежегодно увеличивался, составив 7769 тыс.м<sup>3</sup>, с 2018 года наблюдается снижение, в 2019 году объем составил 6313,8 тыс.м<sup>3</sup>, а на середину 2020 года составляет 2946,5 тыс.м<sup>3</sup>. Стационарная закачка пара проводится в основном на восточном и северном участках месторождения. На одном из участков в западной части 1 объекта осуществляется чередующаяся закачка пара и воды (ЧЗПВ)- в 2016- 2017 гг. периодически в восемь нагнетательных скважин, в 2018- 2019 гг.- в 12 скважин. В качестве ОПИ ЧЗПВ теплоноситель закачивается также в две ячейки скважин на западе 3-го объекта (с июня 2019 г.) и в семь ячеек скважин на северном блоке в его центральной и западной частях (с конца 2019 г.).

На восточном участке объемы закачки пара в 2019 году увеличились относительно 2015 г. на 11%, составив 4929,9 тыс.т за 2019 год и на 01.07.2020г составил 2652,9 тыс.т, на северном блоке в 2019 г. объем закачки пара ниже 2015 г. на 42%, что связано с ежегодным ограничением по пару на месторождении и переносом парогенераторных мощностей на восточные перспективные участки, а также на западный участок для ОПИ ЧЗПВ. По состоянию на 01.07.2020год объем закачки пара по северному участку составляет 46,2 тыс.т.



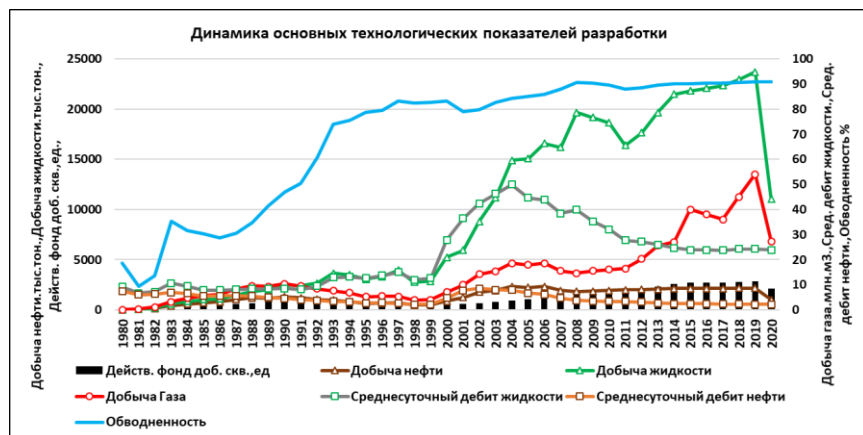


Рисунок 3.2.4 – Динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению



Рисунок 3.2.5 – Динамика закачки рабочих агентов и фонда действующих нагнетательных скважин в целом по месторождению

### Характеристика технологических показателей разработки I объекта

Динамика годовой добычи нефти и жидкости, действующего фонда добывающих скважин, а также среднесуточных дебитов нефти, жидкости и обводнённости скважин I объекта с начала разработки на дату анализа (01.07.2020 г.) приведена на рисунке 3.2.6. Динамика закачки рабочих агентов с начала разработки показана на рисунке 3.2.7. Динамика основных показателей по участкам приведены на рисунке 3.2.8.

Уровень добычи нефти на I объекте в последние пять лет увеличился с 752 тыс.т до 904 тыс.т, за счет увеличения добычи нефти восточного и западного участков – с 391 тыс.т до 528,63 тыс.т., с 55 тыс.т до 78,22 тыс.т., соответственно. Это связано с увеличением количества действующих добывающих скважин, в том числе: на западном на 2 ед, на восточном на 183 ед. На центральном участке также наблюдается небольшое увеличение



добычи нефти (на 14,2%) по сравнению с 2015 годом, несмотря на снижение действующего добывающего фонда на 38 ед. На северном участке добыча нефти по сравнению с 2015 годом снизилась на 25,9%, это обусловлено снижением производительности скважин с 2,8 т/сут до 1,9 т/сут на одну скважину и снижением объема парозакачки на 42% по сравнению с 2015 годом, несмотря на увеличение действующих добывающих скважин на 7 ед. Средний дебит нефти на скважину за 2015- 2019 гг. снизился на восточном участке с 3,9 т/сут до 3,2 т/сут, на центральном и западном участках наблюдается небольшое увеличение - на 0,2 т/сут и на 0,5 т/сут.

Объем добычи нефти по объекту на 01.07.2020 г. составляет 431 тыс. т, при этом большая часть (260,32 тыс. т или 60,4%) была извлечена из пластов восточного участка, средний дебит нефти по объекту на середину года составил 2,1 т/сут, дебит жидкости 20,4 т/сут.

Средний дебит нефти 1 новой скважины за период 2015- 2019 гг. снизился от 3,3 до 2,9 т/сут, средний дебит жидкости увеличился от 8 до 10,74 т/сут, на середину 2020 года составил 3,1 т/сут и 7,8 т/сут, соответственно.

Коэффициенты эксплуатации и использования добывающего и нагнетательного фонда за рассматриваемый период заметно увеличились, составляя порядка 0,84- 0,98 д.ед. в 2015 году и 0,95- 0,99 д.ед. – на 01.07.2020 г., что связано с увеличением количества действующих добывающих скважин, а также сокращением времени простоя в ожидании КРС, ПРС.

На 01.07.2020 г. фонд добывающих скважин I объекта составлял 1309 ед., из них действующих 99% (1296 ед.). Фонд нагнетательных скважин – 345 ед., действующих – 99,4% (343 скважин).

За последние годы наблюдается увеличение объемов добычи жидкости, в 2019 г. добыча жидкости составила 8763,9 тыс. т, при этом ее большая часть (3617 тыс. т – 41,27%) была извлечена на центральном участке данного объекта.

Средняя обводненность продукции на 01.07.2020г. в целом по объекту увеличилась по сравнению с 2015 г. с 88,8% до 89,8%, на восточном участке отмечается увеличение на 5% (с 78,3% до 83,2%), на северном- на 1,4% (с 87,3% до 88,7%) и западном- на 3%. (с 87,3% до 94,6%), на центральном - снизилась на 0,1% (с 94,6% до 94,5%).

На I объекте разработки закачка воды осуществляется на центральном, частично на восточном (зона сочленения), западном участках, на северном участке – с 01.04.2016 г. по март 2017 г и с 06.2019 года в восточной части Северного участка; закачка пара осуществляется на восточном и северном участках, а также периодически в зонах западного участка (с апреля 2016 года в 8 скважин, с 2018 г. – в 12 скважин) и на 3-х ячейках в зоне сочленения (с июня 2019 года).



До 2017 года объем закачиваемой воды ежегодно увеличивался, составив 3544,8 тыс.м<sup>3</sup>, в последующие годы наблюдается снижение, в 2019 году объем составил 3015 тыс.м<sup>3</sup>, на 01.07.2020г составил 1506,1 тыс.м<sup>3</sup>. Объемы закачиваемого пара на объекте ежегодно увеличиваются, в 2019 г. закачивалось 2088,7 тыс. т. пара, на 01.07.2020г закачено 1143,2 тыс.т. Средняя приемистость нагнетательных скважин: по воде- 35,4 м<sup>3</sup>/сут, по пару – 68,2 т/сут.

С начала разработки на 01.07.2020 г. общий объем закачки воды в пласты I объекта составил 49 780 тыс.м<sup>3</sup>, пара – 22 017 тыс. т с учетом объемов пара при ПТОС.

Накопленная добыча нефти на 01.07.2020 г. из пластов I объекта составила 14337 тыс. т (26,5% от накопленной добычи нефти в целом по месторождению), накопленная добыча жидкости – 97 693 тыс. т, добыча попутного газа – 184,3 млн.м<sup>3</sup>.

Текущий КИН на дату анализа по I объекту оценивается на уровне 0,135 д.ед., в т.ч: по восточному участку – 0,167 д.ед., западному – 0,085 д.ед., центральному – 0,128 д.ед., северному – 0,132 д.ед.

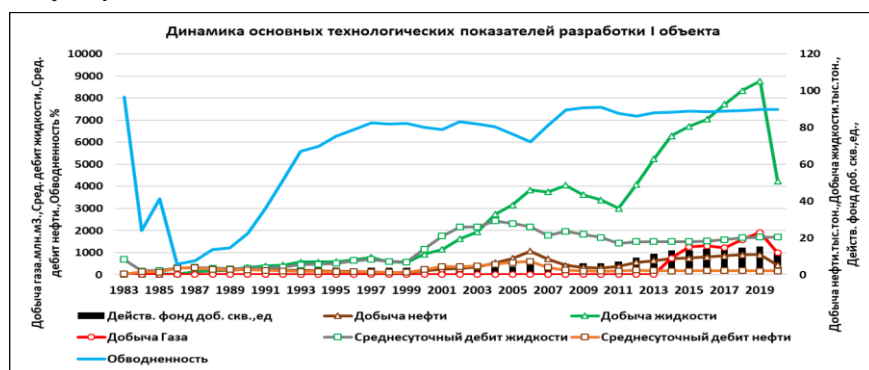


Рисунок 3.2.6 – Динамика основных технологических показателей разработки I объекта



Рисунок 3.2.7 – Динамика закачки рабочих агентов и фонда действующих нагнетательных скважин I объекта



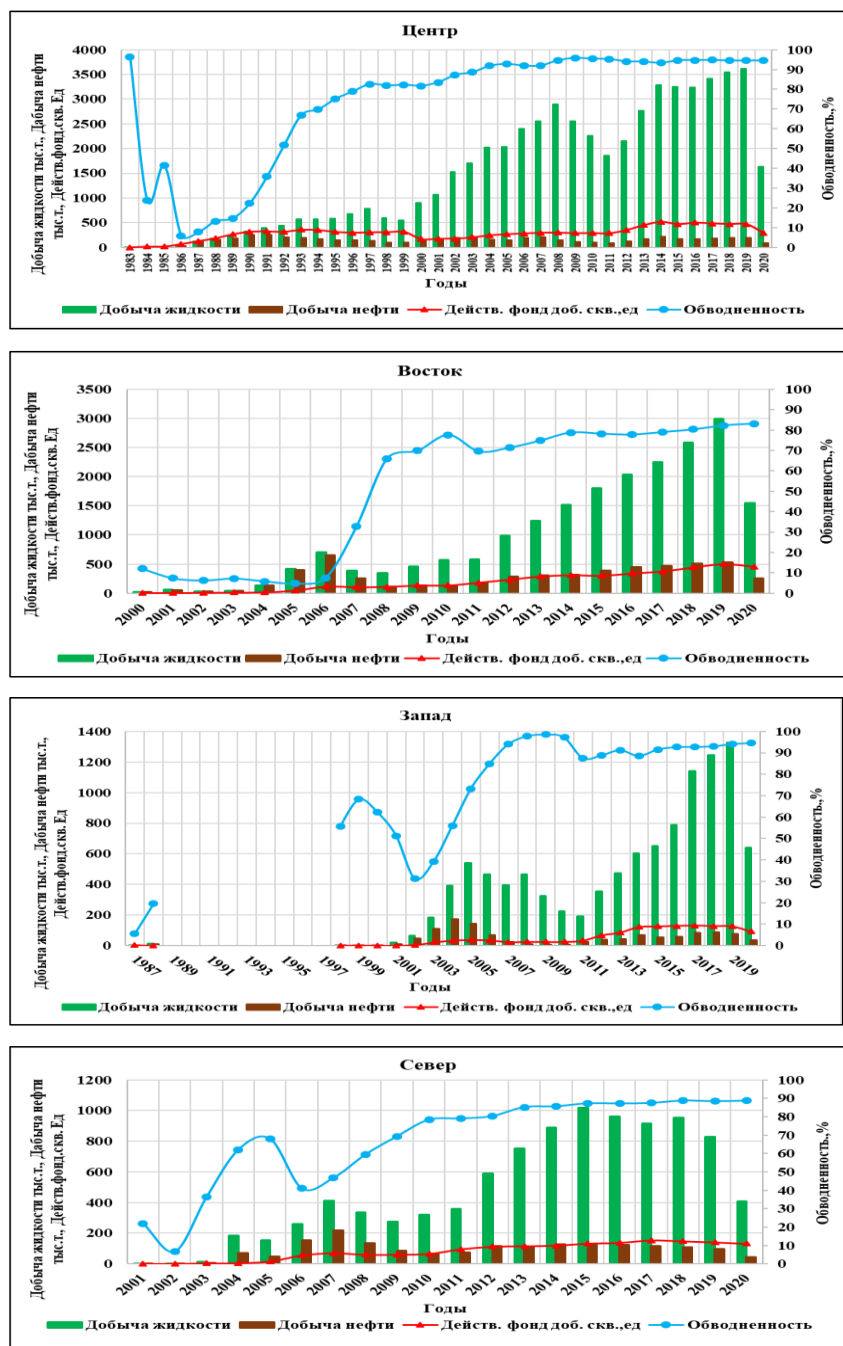


Рисунок 3.2.8 – Динамика основных технологических показателей разработки I объекта по участкам



**Характеристика технологических показателей разработки II объекта**

Динамика годовой добычи нефти и жидкости, действующего фонда добывающих скважин, а также среднесуточных дебитов нефти, жидкости и обводнённости скважин II объекта с начала разработки на 01.07.2020 г. приведена на рисунке 3.2.9, динамика закачки рабочих агентов - на рисунке 3.2.10, динамика основных технологических показателей разработки объекта по участкам приведены на рисунке 3.2.11.

Уровни добычи нефти и жидкости на II объекте разработки ежегодно снижаются, в 2019 году снижены относительно 2015 года с 716,3 тыс.т до 619 тыс.т и 10770,9 тыс.т до 9790 тыс.т, соответственно. Снижение добычи нефти в целом по объекту в последние два года обусловлено ежегодным сокращением объемов добычи на восточном участке (с 395 тыс.т до 283,4 тыс.т), в связи с уменьшением количества работающих скважин на 25 ед. и снижением среднего дебита нефти с 2,8 т/сут в 2015 г. до 2,1 т/сут - в 2019 году. На середину 2020 года добыча нефти составил 282,5 тыс.т, добыча жидкости 4423,8 тыс.т. В 2019 г. доля добываемой нефти II объекта составила 28,6% от добычи всего месторождения, при этом большая часть (51,9%) извлечена из пластов восточного участка.

В течение периода 2015- 2019 гг. средний дебит нефти на скважину в целом по объекту снизился с 1,9 т/сут до 1,8 т/сут, дебит жидкости - с 29,2 т/сут до 28,1 т/сут, средняя обводнённость продукции возросла незначительно- с 93,3% до 93,7%. На 01.07.2020 года средний дебит по нефти составил 1,8т/сут, по жидкости 27,9 т/сут., обводненность продукции составляет 93,6%., соответственно.

Фонд добывающих скважин II объекта разработки на дату анализа (01.07.2020 г.) составил 1002 ед., из них 58,3% скважин расположены на центральном участке (584 скважин). Бездействующий фонд добывающих скважин насчитывает 1,0% от всего добывающего фонда II объекта, в т.ч.: на центральном участке в бездействии находилось 1,6% скважин, на восточном – 0,3%, на западном – все скважины в действующем фонде.

Накопленная добыча нефти из пластов II объекта разработки на 01.07.2020 г. составила 28451,6 тыс.т (52,1% добычи нефти из месторождения), текущий КИН – 0,231 (максимальный из трёх объектов).

Действующий фонд нагнетательных скважин на дату анализа (01.07.2020г) насчитывает 262 ед., что меньше, чем в 2015 г. на 35 скважин, снижение произошло за счёт переводов на вышележащий горизонт и в контрольный фонд. Через все скважины центрального участка осуществляется закачка воды, через скважины восточного участка закачивается пар и через 2 скважины - вода, западный участок разрабатывался до мая 2016 года на режиме истощения пластовой энергии, с 01.05.2016 на участке введена одна водонагнетательная скважина (6260) и с мая 2018 года скважина 6216 из добывающего фонда переведена под закачку воды.



До 2017 года наблюдается увеличение объема закачки воды на центральном участке данного объекта относительно 2015 года на 4,7%, к 2019 году объем снизился на 26,1%, составив 2276,8 тыс.м<sup>3</sup>, на 01.07.2020 года составляет 956 тыс.м<sup>3</sup>. Объем закачки пара на восточном участке в 2019 году снижен на 20,6% относительно 2015 года, а на 01.07.2020 года составляет 556 тыс.т.

Законтурная закачка воды, влияющие на данный объект, возросла с 6261,7 тыс.м<sup>3</sup> (в 2015 г.) до 7900 тыс. м<sup>3</sup> (в 2019 г.), на 01.07.2020 года составил 3417,9 тыс.м<sup>3</sup>.

Компенсация отбора жидкости внутриконтурной закачкой рабочих агентов на объекте снизилась с 40% до 34,7%, на центральном участке данный показатель по воде сокращен с 35% до 28,4%, на восточном участке компенсация закачкой пара уменьшилась с 61% до 58,7%. Параметр компенсации по объекту с учетом законтурных ВНС скважин увеличен от 98,1% до 111,9%.

Накопленная закачка воды на 01.07.2020 г. составила 61639 тыс.м<sup>3</sup>, закачка пара с учетом ПТОС- 47564 тыс.т.

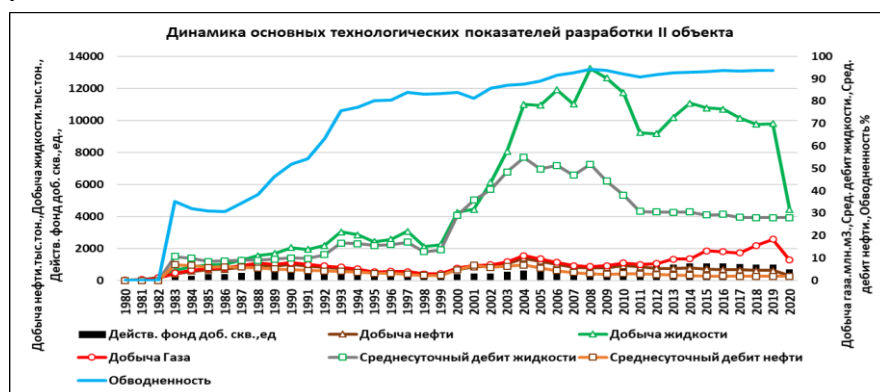


Рисунок 3.2.9—Динамика основных технологических показателей разработки II объекта



Рисунок 3.2.10-Динамика закачки рабочих агентов и фонда действующих нагнетательных скважин II объекта





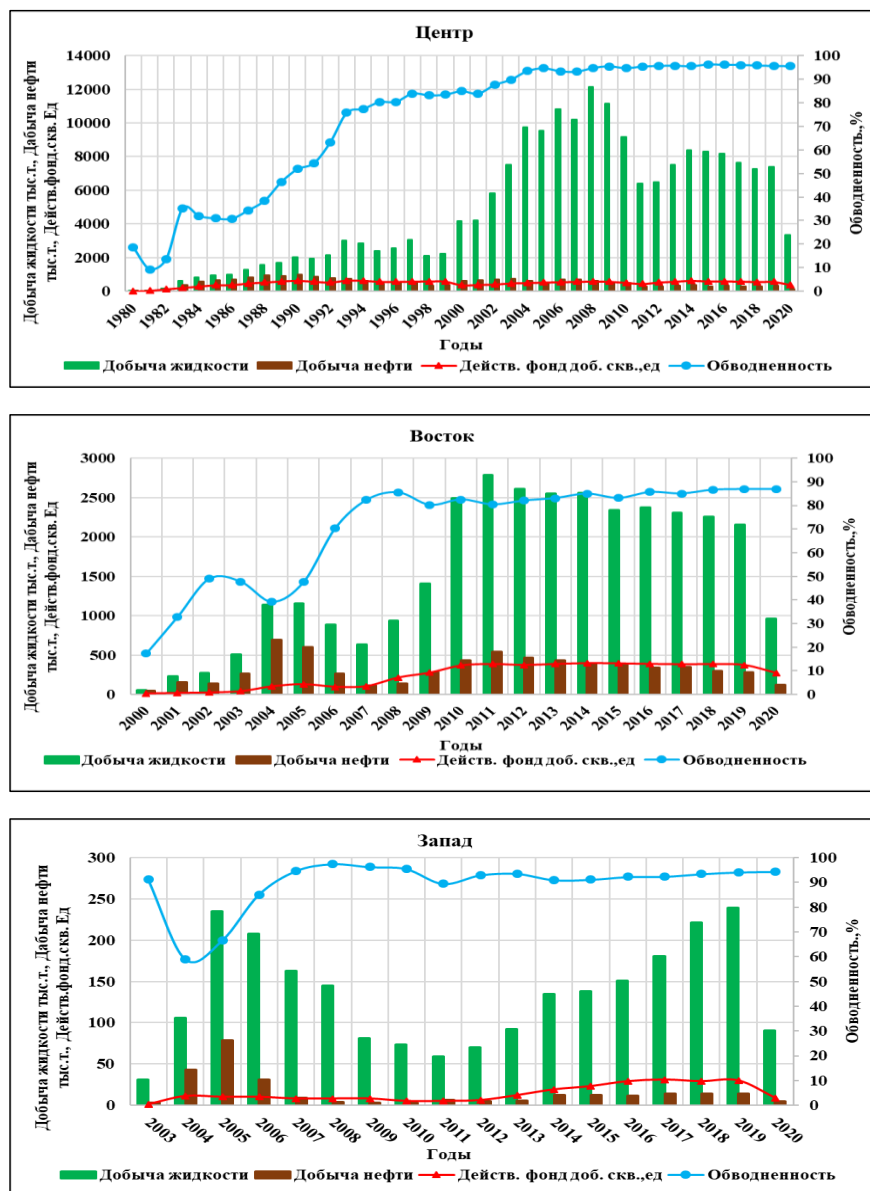


Рисунок 3.2.11—Динамика основных технологических показателей разработки II объекта по участкам.

### Характеристика технологических показателей разработки III объекта

Динамика годовой добычи нефти и жидкости, действующего фонда добывающих



скважин, а также среднесуточных дебитов нефти, жидкости и обводнённости скважин III объекта с начала разработки по состоянию на 01.01.2020 г. приведена на рисунке 3.2.12, динамика закачки рабочих агентов - на рисунке 3.2.13, динамика основных технологических показателей разработки объекта по участкам приведены на рисунке 3.2.14.

Объем добычи нефти из пластов III объекта в 2019 году снизилась на 4,3% относительно 2015 года, что связано с уменьшением добычи нефти на восточном участке на 9%, несмотря на то, что на западном и центральном участках имеет место увеличение с 82,3 тыс.т до 92 тыс.т и с 44,5 тыс.т до 55,02 тыс.т, соответственно. Увеличение добычи нефти на западном участке произошло за счёт ввода новых добывающих скважин из эксплуатационного бурения и увеличения количества действующих добывающих скважин с 112 ед. до 120 ед., а в центральной части объекта из-за увеличения производительности скважин с 1,2 т/сут до 1,8 т/сут, несмотря на снижение действующего добывающего фонда на 19 скважин. Добыча нефти по состоянию на 01.07.2020 года составляет 298,9 тыс.т.

Средние дебиты по нефти и жидкости на скважину за рассматриваемый период изменились с 3,2 т/сут и 20,4 т/сут до 2,8 т/сут и 21,7 т/сут соответственно. Средняя обводнённость возросла с 84,5% до 87,3%.

В новых скважинах, введенных в 2019 гг. средние дебиты по нефти и жидкости на скважину составили 2,53 т/сут и 11,73 т/сут, что ниже показателей 2015 года, обводнённость продукции новых скважин 2019 года составляет в среднем 78,4%, а на 01.07.2020 года средний дебит нефти, жидкости и обводненности составили 3,5 т/сут, 8,9 т/сут, 61%, соответственно.

Отбор нефти по III объекту на 01.07.2020 года составил 21,7% от общего отбора по месторождению, при этом основная добыча по объекту (77,8%) извлечена из пластов восточного участка.

Фонд добывающих скважин III объекта на дату анализа увеличился по сравнению с 2015 г. с 620 ед. до 654 ед., в основном, за счёт ввода скважин из эксплуатационного бурения.

Действующий фонд нагнетательных скважин с 2015 года по 2016 г. увеличился на 4 ед., с 2016 года наблюдается снижение до 2018 года на 139 ед. По состоянию на 01.07.2020 г. действующий фонд нагнетательных скважин составил 151 ед., Увеличение фонда скважин связано с переводом скважин из добывающего фонда под закачку пара на восточном участке, под закачку воды на центральном участке, и вводом нагнетательных скважин из бурения. Через все нагнетательные скважины центрального и западного участков III объекта осуществлялось нагнетание воды, на восточном участке закачивался пар. До 2013 г. западный участок месторождения разрабатывался на режиме истощения



пластовой энергии. С 2013 г. организовывается и реализуется система ППД: в нагнетательный фонд из добывающего было переведено 8 скважин, одна скважина (6041) введена в нагнетательный фонд из эксплуатационного бурения, по состоянию на 01.07.2020г. действующий нагнетательный фонд данного участка насчитывает 29 ед, из них в двух скважинах закачивается чередованием пар и вода.

Объем закачки воды с 2015 г. по 2019 г. снизился на 3,3% (с 1056,7 тыс.м<sup>3</sup> до 1022 тыс.м<sup>3</sup>), несмотря на увеличения производительности действующих водонагнетательных скважин (с 46,7 м<sup>3</sup>/сут ед. до 49,2 м<sup>3</sup>/сут ед.), это обусловлено снижением количества действующего фонда водонагнетательных скважин на 9 ед, объем закачки пара увеличен на 17,4% (с 1926,1 тыс.т до 2261,4 тыс.т) за счет увеличения количества паронагнетательных скважин (с 80 ед. до 86 ед.). По состоянию на 01.07.2020 года объем закачки воды составил 463,3 тыс.м<sup>3</sup>, объем закачки пара составил 1180 тыс.т.

Текущая компенсация в целом отбора жидкости закачкой агента изменилась с 68,9% до 69,7%, при этом по пару увеличилась с 58,2% до 70,6%, по воде на центральном участке снизилась- от 111,8% до 82,6%, на западном снизилась – с 92,3 до 57,4%. Компенсация с учетом законтурной закачки осталась на уровне 224,4% в 2015 г. 232,6% - на 01.07.2020 г.

По состоянию на 01.07.2020 г. накопленная добыча нефти из пластов III объекта составила 11538 тыс.т (21,7% от накопленной добычи нефти в целом по месторождению), накопленная добыча жидкости – 59369,6 тыс.т, накопленная добыча нефтяного газа –134,4 млн.м<sup>3</sup>. Текущий КИН – 0,166 д.ед., в т.ч.: на центральном участке – 0,099 д.ед., на восточном участке – 0,228 д.ед., на западном – 0,071д.ед.

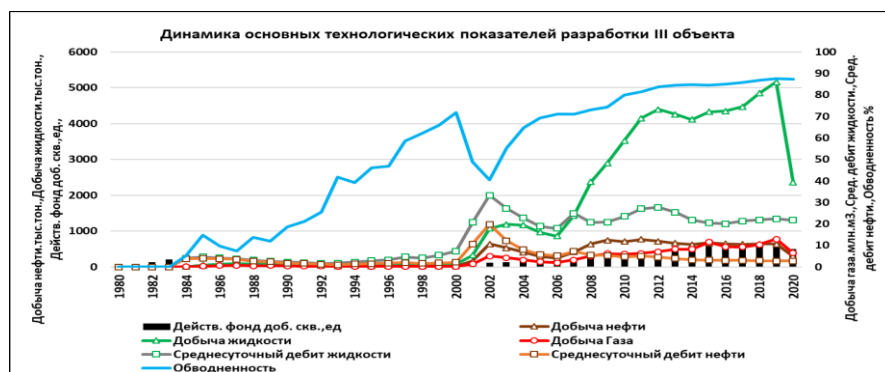
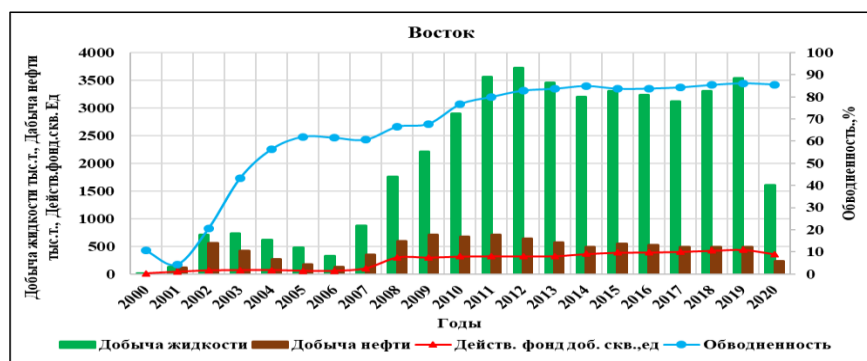
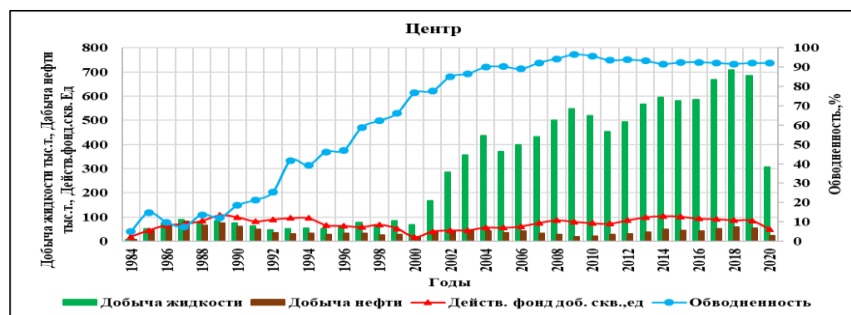


Рисунок 3.2.12– Месторождение Каражанбас. III объект. Динамика основных технологических показателей разработки





Рисунок 3.2.13— Месторождение Каражанбас. III объект разработки. Динамика закачки рабочих агентов и фонда действующих нагнетательных скважин



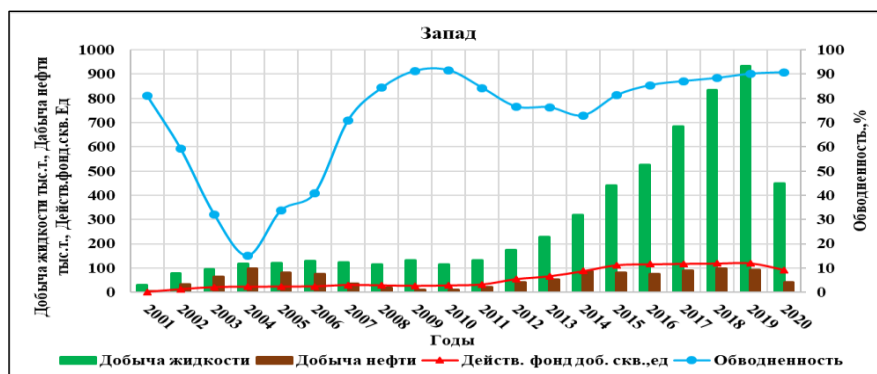


Рисунок 3.2.14– Динамика основных технологических показателей разработки III объекта по участкам.

### 3.2.2 Сравнение проектных и фактических показателей

Разработка месторождения Каражанбас осуществляется в соответствии с Уточненным проектом разработки (2007 г.) и Дополнением к уточненному проекту разработки (2011 г.), с учетом решений и рекомендаций «Анализа разработки месторождения Каражанбас» (2013 г, 2015 г, 2017 и 2019 годов).

В настоящей работе сопоставление фактических показателей с проектными по трем эксплуатационным объектам выполнено за период 2015-01.07.2020 гг., причем за 2014-2015 гг.- с технологическими показателями, утвержденными в «Анализе разработки месторождения Каражанбас» (2013 г.), за 2016 г. – с уточненными и утвержденными в работе «Анализ разработки месторождения Каражанбас по состоянию на 01.01.2015 г.» (протокол №67/6 от 22.01.2016 г.), за 2017 и 2018 год – с уточненными и утвержденными в работе «Анализ разработки месторождения Каражанбас по состоянию на 01.01.2017 г.» (письмо КГН РК (№27-5-191-и от 24.01.2018г) на основании протокола ЦКРР РК №94/20 от 21-22.12.2017 г.), за 2019 год – с уточненными и утвержденными в работе «Анализ разработки месторождения Каражанбас по состоянию на 01.01.2019 г.» (письмо КГН РК (№12-2/138 от 01.07.2019г) на основании протокола ЦКРР РК №10/8 от 31.05.2019 г.), за 2020 год – с уточненными и утвержденными в работе «Анализ разработки месторождения Каражанбас по состоянию на 01.01.2020 г.» протокол ЦКРР РК №3/5 от 20.08.2020 г.),

Проектные и фактические показатели разработки месторождения за 2015- 01.07.2020 гг. по объектам и месторождению в целом представлены в таблицах 3.2.19-3.2.22, динамика сравнения по месторождению - на рисунке 3.2.19

Как видно из таблицы 3.2.19, в 2015 году добыча нефти и жидкости в целом по



месторождению выше проектных показателей, это обусловлено превышением фактического количества действующих скважин запроектированного количества на 408 единиц два года подряд. Наблюдается небольшое недостижение фактических среднесуточных дебитов на скважину по нефти и жидкости проектных величин (соответственно на 0,1 т/сут и 0,6-1,5 т/сут). Обводненность продукции немного выше проектных на 0,1 и 0,2%, соответственно.

В 2016 году фактический объем добычи нефти и жидкости ниже проектного уровня на 0,7 и 1,7% (2127,1 тыс.т против 2142,2 тыс.т, 22089 тыс.т против 22461,1 тыс.т соответственно), что обусловлено незначительным отставанием по дебитам нефти и жидкости (2,3 т/сут против 2,4 т/сут и 24,0 т/сут против 25,1 т/сут). Численность действующих добывающих скважин при этом превысила плановую на 72 ед. (2709 ед. против 2637 ед.), однако фактический коэффициент эксплуатации добывающего фонда ниже предполагаемого (0,93 д.ед. против 0,95 д.ед.).

В 2017-2019 гг. объемы добычи нефти и жидкости на уровне проектных показателей с незначительным превышением, при этом среднегодовые дебиты по нефти и жидкости на скважину незначительно выше предусмотренных (в 2017 году 2,3 т/сут и 24,0 т/сут против 2,2 т/сут и 23 т/сут соответственно, в 2018 г.- 2,3 т/сут и 24,2 т/сут против 2,1 т/сут и 22,6 т/сут, 2019 г.-2,2 т/сут и 24,3 т/сут против 2,2 т/сут и 24,3 т/сут).

На середину 2020 года фактические показатели добычи нефти и жидкости отстает от проектных уровней на 6,2 и 6,8%, в связи с отставанием действующего добывающего фонда скважин, что обусловлено остановками скважин в связи с ограничением добычи нефти по квоте.

Средняя обводненность в 2016 и 2017 годы на уровне проектного, с 2018 и 2019 году фактическая обводненность превышает всего 0,1% проектного уровня. По состоянию на 01.07.2020 года наблюдается снижение на 0,1%.

В 2015 году и с 2017года по 2019 гг. добыча нефтяного газа превышала проектный показатель на 134%, 6%-127%, соответственно, в 2016 году незначительно отстает от плана (37,8 млн.м<sup>3</sup> против 40,1 млн.м<sup>3</sup>). На 01.07.2020 года превышение проектного уровня объема добычи газа составляет 24,7%.

Фактическая закачка пара в паронагнетательные скважины за анализируемый период увеличилась и превысила проектную величину на 12% - в 2015 г, на 1,8%- в 2016г, 2,1% в 2017-2018 годы соответственно, в связи с превышением количества действующих паронагнетательных скважин в 2015 гг.- на 31 ед., в 2016-2017 г. - на 3 и 20 ед., а также более высоким, чем планировалось показателем приемистости по пару. Незначительное снижение закачки объемов пара отмечается в 2019 г. На 01.07.2020 года фактическая



закачка превысила проект на 5,3%.

Фактический объем закачки воды за анализируемый период не достигал проектного на 30,9% (в 2018 г.) и 5% (в 2019 г.) за счёт ежегодного отставания показателя приемистости нагнетательных скважин по воде, что обусловлено проведением мероприятий по регулированию закачки на центральном участке месторождения с целью контроля обводненности в реагирующих скважинах. Количество действующих водонагнетательных скважин в 2015 гг. выше проекта соответственно на 8 ед., с 2016 года по 2019 год - отставание на 30 ед. в связи с переводом простаивающих ранее (по причине регулирования обводненности) нагнетательных скважин в контрольный фонд, а также в связи с более поздними сроками перевода временно добывающих скважин под нагнетание. По состоянию на 01.07.2020 года объем закачки воды по сравнению с проектным объемом ниже на 17,8%, что обусловлено снижением производительности нагнетательных скважин на 9,7%.

Показатель текущей компенсации отбора жидкости внутриконтурной закачкой агентов ниже плана на 3,3%-5,2% в 2015 – 2017, 12,4% - в 2018 г., и на 1,4% и 0,6% в 2019 и на 01.07.2020годы.

Компенсация с учетом законтурной закачки воды с 2015 года превысила проект на 3,2-16,2%. На 01.07.2020 г превышение проекта составил 13,9%.

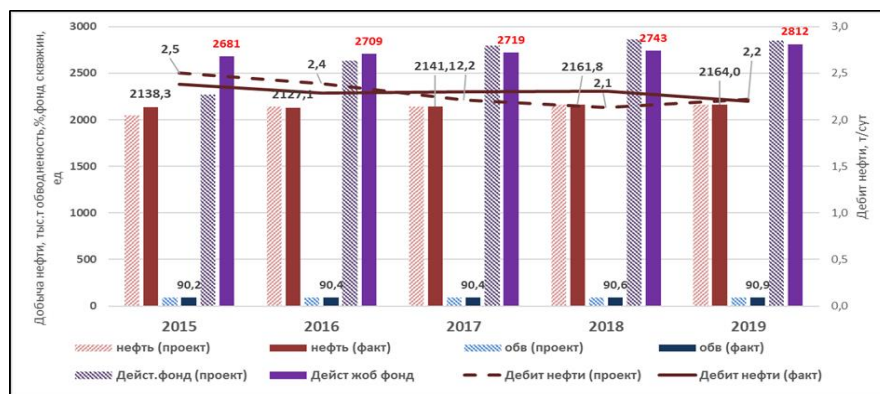


Рисунок 3.2.15- Сравнение проектных и фактических показателей по месторождению





Рисунок 3.2.16- Ввод новых скважин по месторождению





Таблица 3.2.19- Проектные и фактические показатели разработки в целом по месторождению

| Показатели  | 2015     |           | 2016     |          | 2017     |          | 2018     |          | 2019     |          | 01.07.2020г |          |
|---|----------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-------------|----------|
|   | проект   | факт      | проект   | факт     | проект   | факт     | проект   | факт     | проект   | факт     | проект      | факт     |
| Добыча нефти всего, тыс.т                                   | 2050,0   | 2138,3    | 2142,2   | 2127,1   | 2140,9   | 2141,1   | 2160,1   | 2161,8   | 2162,0   | 2164,0   | 1080,1      | 1012,8   |
| Накопленная добыча нефти, тыс.т                             | 44845,0  | 45018,7   | 47157,9  | 47145,8  | 49288,2  | 49286,9  | 51448,3  | 51449,0  | 53610,7  | 53612,8  | 54690,8     | 54625,6  |
| Добыча жидкости всего, тыс.т                                | 21056,0  | 21823,5   | 22461,1  | 22089,0  | 22333,0  | 22341,0  | 22843,3  | 22945,0  | 23757,4  | 23713,0  | 11826,0     | 11022,6  |
| Добыча нефти из новых скважин                               |          | 84,7      |          | 33,3     |          | 60,4     | 25,1     | 69,5     |          | 55,4     |             | 18,2     |
| Накопленная добыча жидкости, тыс.т                          | 284424,0 | 288141,77 | 310546,6 | 310230,8 | 332565,5 | 332571,8 | 355408,8 | 355516,0 | 379091,7 | 379229,0 | 390917,7    | 390251,6 |
| Обводненность среднегодовая, %                              | 90,0     | 90,2      | 90,5     | 90,4     | 90,4     | 90,4     | 90,5     | 90,6     | 90,8     | 90,9     | 90,9        | 90,81    |
| из новых скважин %  |          | 57,5      |          | 66,7     |          | 62,0     |          | 65,0     |          | 73,6     |             | 59,0     |
| Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти, т/сут                 | 2,5      | 2,4       | 2,4      | 2,3      | 2,2      | 2,3      | 2,1      | 2,3      | 2,2      | 2,2      | 2,1         | 2,2      |
| Среднесуточный дебит 1 скв. по жидкости, т/сут              | 25,4     | 23,9      | 25,1     | 24,0     | 23,0     | 24,0     | 22,6     | 24,2     | 24,2     | 24,3     | 23,1        | 23,9     |
| Среднесут. дебит 1 новой скв. по нефти, т/сут               |          | 4,0       |          | 3,2      |          | 3,0      |          | 3,1      |          | 2,9      |             | 3,5      |
| Среднесут. дебит 1 новой скв. по жидкости, т/сут            |          | 9,3       |          | 9,4      |          | 9,5      |          | 8,3      |          | 11,1     |             | 8,6      |
| Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед                   | 0,149    | 0,149     | 0,157    | 0,157    | 0,164    | 0,164    | 0,171    | 0,171    | 0,178    | 0,178    | 0,182       | 0,181    |
| Темп отбора от нач.утв.изв. запасов,%                       | 2,3      | 2,4       | 2,4      | 2,4      | 2,4      | 2,4      | 2,4      | 2,4      | 2,4      | 2,398    | 1,2         | 1,122    |
| Темп отбора от тек.утв.изв. запасов,%                       | 4,3      | 4,5       | 4,7      | 4,7      | 5,0      | 5,0      | 5,3      | 5,3      | 5,6      | 5,6      | 2,9         | 2,8      |
| Отбор от утв.извлекаемых запасов,%                          | 49,7     | 49,9      | 52,3     | 52,2     | 54,6     | 54,6     | 57,0     | 57,0     | 59,4     | 59,4     | 60,6        | 60,5     |
| Добыча нефтяного газа, млн.м3                               | 17,0     | 39,8      | 40,1     | 37,8     | 34,1     | 36,0     | 34,2     | 44,8     | 44,1     | 54,1     | 21,9        | 27,4     |
| Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м3                   | 362,0    | 407,5     | 402,1    | 445,3    | 479,4    | 481,3    | 513,6    | 526,0    | 570,3    | 580,1    | 592,2       | 607,5    |
| Газовый фактор, м3/т  | 8,3      | 18,6      | 18,7     | 17,8     | 15,9     | 16,8     | 15,8     | 20,7     | 20,4     | 25,0     | 20,3        | 27,0     |
| Закачка пара в паронагнетательные скв., тыс.т               | 4500,0   | 5034,8    | 5079,9   | 5172,1   | 5214,8   | 5325,2   | 5355,1   | 5467,8   | 5470,0   | 5452,0   | 2735,0      | 2879,1   |
| Закачка пара с целью ПТОС, тыс.т                            |          |           |          |          |          |          |          |          |          |          |             |          |
| Закачка воды, тыс.м3  | 8087,0   | 7332,9    | 8082,9   | 7755,3   | 7931,7   | 7769,0   | 9367,2   | 6470,0   | 6642,1   | 6314,0   | 3584,8      | 2946,5   |
| Законтурная закачка воды, тыс.м3                            | 8529,0   | 12995,0   | 12236,0  | 13050,5  | 12072,6  | 13114,8  | 11101,4  | 14790,0  | 14771,3  | 15828,0  | 18356,1     | 7261,7   |
| Накопленная закачка воды, тыс.м3                            | 96648,0  | 94242,1   | 104730,9 | 101997,4 | 109925,0 | 109766,4 | 119292,2 | 116237,0 | 122878,7 | 122550,0 | 126463,5    | 125496,5 |
| Накопленная закачка пара, тыс.т                             | 68487,0  | 69968,1   | 73566,9  | 75140,2  | 80354,8  | 80465,4  | 85709,9  | 85933,0  | 91403,1  | 91385,0  | 94138,1     | 94264,1  |
| Компенсация отбора закачкой текущая, %                      | 60,0     | 56,7      | 63,5     | 58,5     | 63,8     | 58,6     | 64,4     | 52,0     | 51,0     | 49,6     | 53,4        | 52,9     |
| Компенсация отбора зак.тек. с учетом законтурной закачки, % | 100      | 116,2     | 102,8    | 117,6    | 102,8    | 117,3    | 113,0    | 116,5    | 113,2    | 116,4    | 208,7       | 118,7    |
| Среднесуточная приемистость скв. по пару, т/сут             | 59,0     | 70,7      | 62,1     | 70,0     | 59,8     | 72,4     | 57,6     | 74,7     | 63,6     | 72,9     | 61,7        | 71,5     |
| Среднесуточная приемистость скв. по воде, м3/сут            | 47,0     | 45,61     | 47,7     | 46,5     | 47       | 48,7     | 54,6     | 43       | 42,4     | 42,5     | 45,3        | 40,9     |
| Ввод новых добывающих скважин, из эксплуат.бурения,ед.      | 129      | 112       | 50       | 51       | 109      | 108      | 100      | 123      | 120      | 123      | 60          | 52       |
| в том числе:горизонтальные,ед.                              | 11       | 0         | 0        | 1        | 0        |          |          |          |          |          |             |          |
| Ввод новых нагнетательных скважин из эксплуат.бурения ед.   | 40       | 23        | 5        | 0        | 0        |          |          |          |          |          |             | 1        |
| в том числе:паронагнетательных                              | 9        | 5         | 3        | 0        | 0        |          |          |          |          |          |             | 1        |
| водонагнетательных  | 31       | 18        | 2        | 0        | 0        |          |          |          |          |          |             |          |
| Фонд добывающих скважин на конец года, ед.                  | 2777     | 2714      | 2724     | 2755     | 2829     | 2751     | 2897     | 2771     | 2871     | 2837     | 2978        | 2875     |
| Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.      | 2273     | 2681      | 2637     | 2709     | 2793     | 2719     | 2867     | 2743     | 2848     | 2812     | 2960        | 2855     |
| Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.              | 788      | 796       | 841      | 809      | 829      | 766      | 851      | 726      | 745      | 743      | 758         | 765      |
| Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.  | 683      | 722       | 775      | 738      | 728      | 731      | 753      | 697      | 717      | 728      | 730         | 751      |
| в т.ч.: водонагнетательных                                  | 473      | 481       | 529      | 489      | 466      | 459      | 474      | 444      | 449      | 451      | 454         | 452      |
| паронагнетательных  | 210      | 241       | 246      | 249      | 262      | 282      | 279      | 253      | 268      | 277      | 276         | 299      |
| Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.          | 0,9      | 0,93      | 0,95     | 0,93     | 0,960,00 | 0,95     | 0,97     | 0,97     | 0,97     | 0,98     | 0,97        | 0,95     |
| Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, д.ед.      | 0,9      | 0,91      | 0,95     | 0,89     | 0,90     | 0,87     | 0,90     | 0,94     | 0,90     | 0,94     | 0,90        | 0,94     |
| Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.         | 0,82     | 0,99      | 0,97     | 0,98     | 0,94     | 0,99     | 0,99     | 0,99     | 0,99     | 0,99     | 0,99        | 0,99     |
| Коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.     | 0,87     | 0,89      | 0,92     | 0,91     | 0,92     | 0,91     | 0,92     | 0,96     | 0,96     | 0,98     | 0,92        | 0,98     |

В таблице 3.2.20 приведены основные проектные и фактические технологические показатели разработки за 2015- 01.07.2020 гг. **по I объекту разработки.**

Как видно из таблицы, ежегодно до 2017 года наблюдается превышение фактических отборов нефти над проектными в связи с увеличением действующего добывающего фонда скважин относительно проекта на 47 ед. (в 2015г) на 37 ед. (в 2016 г.), а также превышением их производительности по нефти по сравнению с проектными показателями, в 2017 году на уровне проекта и в 2018 году превышает проект на 1,15%, несмотря на недостижение проектного количества действующих скважин на 59 и 128 ед. В 2019 и на 01.07.2020г наблюдается недостижение проектного уровня объемов добычи нефти и жидкости на 4,2 -10,7% и 1,8-6,3%., соответственно, в связи с отставанием действующего добывающего фонда на 47 и 96 ед.

Объем добычи жидкости по объекту в 2015 году ниже проекта на 15%, в 2016 и 2019 гг. практически соответствует проектному уровню, в 2017-2018 годы выше проектных показателей на 0,54 и 2%, соответственно.

Средняя обводненность продукции скважин до 2017 года ниже проектного уровня, в 2017 и 2019-2020 годы на уровне проекта.

Фактический объем закачки пара в паронагнетательные скважины до 2016 года. увеличивался по сравнению с проектными объемами, в связи с увеличением количества действующих паронагнетательных скважин и их приемистости. В 2016 году наблюдается незначительное отставание по закачке пара - 5,5% в связи с отставанием фонда действующих скважин на 13 ед., при этом средняя приемистость по пару значительно выше проектной – 77,4 т/сут против 53,9 т/сут, с 2017 года фактические объемы вновь выше проекта, в связи с увеличением фонда паронагнетательных скважин по сравнению с проектом, но приемистость ниже запланированных значений. Но в 2018 и в 2019 годах объемы закачки пара снизились по сравнению проектных показателей на 1,4% и 3,8%, в связи с недостижением производительности паронагнетательных скважин относительно проектных параметров. На 01.07.2020 года фактические объемы пара ниже проектных уровней на 6,5%.

В связи с низкими значениями приёмистости водонагнетательных скважин относительно проектных (в 1,2- 1,7 раза) объем закачиваемой воды не достигает проектного уровня в течение всего анализируемого периода, в 2017 и 2018 годы он составил 3545 и 2990 тыс.м<sup>3</sup> против 3578 и 3971,8 тыс.м<sup>3</sup>, приемистость на скважину – 44,6 м<sup>3</sup>/сут против 46 и 49,9 м<sup>3</sup>/сут против 71,5 м<sup>3</sup>/сут, действующий фонд- 216 и 209 ед. против 217 и 222 ед. Закачка воды в 2019 году на уровне проекта. На середину 2020 года снизилась относительно проекта на 3,5 %.

Показатель текущей компенсации в 2015 г. превышал проект, в 2016 году ниже проекта (72,9% против 79,5%), в 2017 году на уровне проекта, в 2018 году ниже проекта



(60,3% против 74,5%) и в 2019 году на уровне проекта, на 01.07.2020года превышает проект на 4,3%.

Накопленная добыча нефти по I объекту по состоянию на 01.07.2020г. составила 14337,3 тыс.т, что ниже проектной величины на 91,5 тыс.т, накопленная добыча жидкости – 97693 тыс.т, что ниже проектного уровня на 448,2 тыс.т. Текущий КИН по I объекту на дату анализа (01.07.2020 г.) практический соответствует проектной величине - 0,131 д.ед.



Таблица 3.2.20- Проектные и фактические показатели разработки I объекта

| № п/п | Показатели   | 2015    |           | 2016    |         | 2017    |         | 2018    |         | 2019    |         | 01.07.2020 |         |
|-------|--|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|------------|---------|
|       |  | проект  | факт      | проект  | факт    | проект  | факт    | проект  | факт    | проект  | факт    | проект     | факт    |
| 1     | Добыча нефти, тыс.т  | 675     | 751,9     | 761,9   | 804,4   | 846,3   | 846,0   | 888,8   | 899,0   | 943,6   | 904,0   | 483,2      | 431,3   |
| 2     | Накопленная добыча нефти , тыс.т                           | 10228   | 10450,8   | 11211,7 | 11255,2 | 12103,1 | 12101,2 | 12991,9 | 13002,0 | 13945,7 | 13906,0 | 14428,9    | 14337,3 |
| 3     | Добыча жидкости всего, тыс.т                               | 7947    | 6722,8    | 7056,5  | 7034,3  | 7677,2  | 7719,0  | 8172,0  | 8335,0  | 8925,6  | 8764,0  | 4526,6     | 4240,0  |
| 4     | Накопленная добыча жидкости , тыс.т                        | 62266   | 61598,1   | 68631   | 68632,4 | 76311,6 | 76351,4 | 84483,6 | 84689,0 | 93614,6 | 93453,0 | 98141,2    | 97693,0 |
| 5     | Обводненность среднегодовая, %                             | 91      | 88,8      | 89,2    | 88,6    | 89,0    | 89,0    | 89,1    | 89,2    | 89,4    | 89,7    | 89,3       | 89,8    |
| 6     | Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти, т/сут                | 2,0     | 2,1       | 2,2     | 2,2     | 2,1     | 2,2     | 2,1     | 2,2     | 2,2     | 2,1     | 2,1        | 2,1     |
| 7     | Среднесуточный дебит 1 скв. по жидкости, т/сут             | 20,0    | 18,0      | 20,2    | 18,3    | 19,2    | 19,1    | 19,2    | 20,1    | 21,1    | 20,3    | 20,0       | 20,4    |
| 8     | Среднесут. дебит 1 новой скв. по нефти, т/сут              |         | 2,9       |         | 3,1     |         | 3,1     |         | 3,0     |         | 2,9     |            | 3,1     |
| 9     | Среднесут. дебит 1 новой скв. по жидкости, т/сут           |         | 11,5      |         | 7,8     |         | 8,1     |         | 8,8     |         | 10,3    |            | 7,8     |
| 10    | Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед                  | 0,096   | 0,098     | 0,105   | 0,106   | 0,114   | 0,114   | 0,122   | 0,122   | 0,131   | 0,131   | 0,136      | 0,135   |
| 11    | Темп отбора от нач.утв.изв. запасов,%                      | 2,6     | 2,9       | 2,9     | 3,1     | 3,2     | 3,2     | 3,4     | 3,4     | 3,6     | 3,5     | 1,8        | 1,6     |
| 12    | Темп отбора от тек.утв.изв. запасов,%                      | 4,1     | 4,6       | 4,8     | 5,1     | 5,7     | 5,7     | 6,3     | 6,4     | 7,2     | 7,3     | 4,0        | 3,5     |
| 13    | Отбор от утв.извлекаемых запасов,%                         | 39,1    | 40,0      | 42,9    | 43,0    | 46,3    | 46,3    | 49,7    | 49,7    | 53,3    | 53,2    | 55,2       | 54,8    |
| 14    | Добыча нефтяного газа, млн.м3                              | 5,0     | 15,1      | 15,3    | 15,7    | 13,7    | 14,7    | 14,1    | 19,0    | 19,4    | 22,9    | 9,7        | 11,9    |
| 15    | Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м3                  | 78,0    | 100,1     | 115,3   | 115,8   | 129,5   | 130,5   | 143,6   | 149,5   | 168,8   | 172,4   | 178,5      | 184,3   |
| 16    | Газовый фактор, м3/т                                       | 7,4     | 20,1      | 20,1    | 19,5    | 16,2    | 17,4    | 15,9    | 21,0    | 20,5    | 25,3    | 20,1       | 27,6    |
| 17    | Закачка воды, тыс.м3                                       | 4046,0  | 3355,4    | 3840,2  | 3456,0  | 3578,0  | 3545,0  | 3971,8  | 2990,0  | 3010,2  | 3015,0  | 1560,0     | 1506,1  |
| 18    | Закачка пара в паронагнетательные скв., тыс.т              | 1193,0  | 1720,6    | 1766,2  | 1669,8  | 1975,1  | 2018,0  | 2113,0  | 2033,0  | 2118,2  | 2089,0  | 1073,8     | 1143,2  |
| 19    | Накопленная закачка воды, тыс.м3                           | 36213,0 | 35438,0   | 39283,0 | 38894,0 | 42470,8 | 42439,0 | 46442,6 | 45429,0 | 48439,1 | 48376,0 | 49999,1    | 49882,1 |
| 20    | Накопленная закачка пара , тыс.т                           | 11748,0 | 13063,971 | 14817,0 | 14733,8 | 16709,1 | 16751,8 | 18822,1 | 18785,0 | 20903,2 | 20874,0 | 21977,0    | 22017,2 |
| 21    | Компенсация отбора закачкой текущая, %                     | 66,0    | 75,5      | 79,5    | 72,9    | 72,3    | 72,1    | 74,5    | 60,3    | 57,5    | 58,2    | 58,2       | 62,5    |
| 22    | Среднесуточная приемистость скв. по воде, м3/сут           | 61,0    | 44,4      | 77,9    | 45,2    | 46,0    | 44,6    | 49,9    | 71,5    | 41,5    | 41,2    | 42,4       | 35,4    |
| 23    | Среднесуточная приемистость скв. по пару, т/сут            | 61,0    | 83,2      | 53,9    | 77,4    | 75,5    | 74,4    | 79,7    | 41,7    | 66,7    | 68,4    | 64,4       | 68,2    |
| 24    | Ввод новых добывающих скважин, из экспл.бурения,ед.        | 91      | 25        | 26      | 25      | 70      | 69      | 79      | 89      | 76      | 75      | 35         | 35      |
| 25    | Ввод новых нагнетательных скважин из экспл.бурения, ед.    | 7       | 3         | 3       | 0       | 1       | 2       | 0       | 0       | 0       | 5       |            |         |
| 26    | в том числе: водонагнетательных                            | 2       | 0         | 0       | 0       | 0       |         | 0       | 0       | 0       |         | 0          |         |
| 27    | паронагнетательных   | 5       | 3         | 3       | 3       | 1       | 2       | 0       | 0       | 0       |         | 0          |         |
| 28    | Перевод из добывающего фонда под закачку пара, ед.         | 2       | 4         | 1       | 6       | 9       |         | 1       |         | 5       |         | 5          |         |
| 29    | Перевод из добывающего фонда под закачку воды, ед.         | 7       | 8,0       | 11      | 1,0     | 5,0     |         | 2,0     |         | 3,0     |         | 3,0        |         |
| 30    | Фонд добывающих скважин на конец года, ед.                 | 1239    | 1129,0    | 1143    | 1181,0  | 1252    | 1198,0  | 1354    | 1234,0  | 1325    | 1281    | 1402       | 1309,0  |
| 31    | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.     | 1064    | 1111,0    | 1126    | 1163,0  | 1242    | 1183,0  | 1347    | 1219,0  | 1312    | 1265    | 1392       | 1296,0  |
| 32    | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.             | 280     | 300,0     | 324     | 311,0   | 310     | 313,0   | 313     | 311,0   | 319     | 334     | 327        | 345,0   |
| 33    | в т.ч.: водонагнетательных                                 | 221     | 231,0     | 255     | 243,0   | 234     | 224,0   | 236     | 215,0   | 224     | 227     | 224        | 232,0   |
| 34    | паронагнетательных   | 59      | 69,0      | 69      | 68,0    | 76      | 89,0    | 77      | 93,0    | 95      | 103     | 100        | 115,0   |
| 35    | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 236     | 282,000   | 305     | 293,0   | 293     | 305,0   | 299     | 303,0   | 311     | 330     | 319        | 343,0   |
| 36    | в т.ч.: водонагнетательных                                 | 182     | 219,0     | 236     | 225,0   | 217     | 216,0   | 222     | 209,0   | 218     | 227     | 221        | 228,0   |
| 37    | паронагнетательных   | 54      | 63,0      | 69      | 68,0    | 76      | 89,0    | 77      | 94,0    | 93      | 103     | 98         | 115,0   |
| 38    | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.         | 0,9     | 0,8       | 0,9     | 1,0     | 0,9     | 1,0     | 0,9     | 1,0     | 0,90    | 0,99    | 0,90       | 0,99    |
| 39    | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, д.ед.     | 0,9     | 0,9       | 0,9     | 1,0     | 0,9     | 1,0     | 0,9     | 1,0     | 0,90    | 0,99    | 0,90       | 0,99    |
| 40    | Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.        | 0,86    | 1,0       | 0,99    | 1,0     | 0,99    | 1,0     | 0,99    | 1,0     | 0,99    | 0,97    | 0,99       | 0,97    |
| 41    | Коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.    | 0,84    | 0,9       | 0,94    | 0,9     | 0,95    | 1,0     | 0,96    | 1,0     | 0,97    | 0,94    | 0,98       | 0,94    |

В таблице 3.2.21 приведены основные проектные и фактические технологические показатели разработки за 2015-01.07.2020 гг. **по II объекту разработки.**

Как видно из таблицы 3.2.21, в 2015 и 2019 гг. добыча нефти превысила проект на 4-6%, в связи с превышением действующего фонда на 1-30% при достижении проектной величины по дебитам нефти. С 2016 года, наблюдается недостижение проектного уровня на 4,4%, 0,3% и 4,1%, в связи с невыполнением запроектированного объема бурения и недостижением проектного количества действующих добывающих скважин на 23 и 33 и 57 единиц, соответственно. По состоянию на 01.07.2020 года фактическая добыча нефти находится на уровне проекта.

Объем добычи жидкости в 2015 и 2019 году проектный уровень превысил на 3-27%, с 2016 года наблюдается ежегодное отставание от проекта (на 2-4,45%). На середину 2020года наблюдается недостижение проекта на 7,1%.

Закачка пара в паронагнетательные скважины за 2015-2016 годы не достигает запроектированного уровня в связи с более низкими значениями приемистости паронагнетательных скважин, чем планировалось. За последующие годы после корректировки в проектных показателях приемистости по пару наблюдается превышение объемов закачки пара по сравнению с проектом на 1,7%-6,7% и 10,8%.

Объем фактической закачки воды по объекту за рассматриваемый период ниже запроектированного, это объясняется недостижением проектного количества действующих водонагнетательных скважин, кроме 2016 года, когда фактические уровни на уровне запроектированного. В 2018 году фактический объем закачиваемой воды ниже проекта в 2 раза. В 2019 и на 01.07.2020года недостижение на уровне 11,7 и 34,3%, соответственно.

Накопленная добыча нефти по II объекту по состоянию на 01.07.2020 г. составила 28451,6 тыс.т, что больше проектной величины на 31,9 тыс.т, накопленная добыча жидкости – 233189,2 тыс.т, что превышает проектное значение на 173,3 тыс.т.

Текущий КИН объекта на дату анализа (01.07.2020 г.) оценивается на уровне 0,231 д.ед., что практически соответствует проекту.



Таблица 3.2.21- Проектные и фактические показатели разработки II объекта

| №<br>п/п | Показатели   | 2015     |          | 2016     |          | 2017     |          | 2018     |          | 2019     |          | 01.07.2020 |          |
|----------|--|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|------------|----------|
|          |  | проект   | факт     | проект   | факт     | проект   | факт     | проект   | факт     | проект   | факт     | проект     | факт     |
| 1        | Добыча нефти, тыс.т  | 692,0    | 716,3    | 703,7    | 673,0    | 662,0    | 660,2    | 647,5    | 621,2    | 584,4    | 619,0    | 284,2      | 282,5    |
| 2        | Накопленная добыча нефти, тыс.т                              | 25540    | 25597,6  | 26300,5  | 26268,8  | 26932,5  | 26929,0  | 27580,0  | 27550,2  | 28135,5  | 28169,1  | 28419,7    | 28451,6  |
| 3        | Добыча жидкости всего, тыс.т                                 | 8469     | 10770,9  | 10889,9  | 10707,3  | 10196,4  | 10151,3  | 10215,5  | 9760,8   | 9623,5   | 9790,0   | 4763,7     | 4423,8   |
| 4        | Накопленная добыча жидкости, тыс.т                           | 183156,0 | 188357,9 | 194127,0 | 199063,3 | 209261,6 | 209214,6 | 219477,1 | 218975,4 | 228598,9 | 228765,4 | 233362,6   | 233189,2 |
| 5        | Обводненность среднегодовая, %                               | 92,0     | 93,3     | 93,5     | 93,7     | 93,5     | 93,5     | 93,7     | 93,6     | 93,9     | 93,7     | 94,0       | 93,6     |
| 6        | Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти, т/сут                  | 2,2      | 1,9      | 2,0      | 1,9      | 1,8      | 1,8      | 1,8      | 1,8      | 1,8      | 1,8      | 1,7        | 1,8      |
| 7        | Среднесуточный дебит 1 скв. по жидкости, т/сут               | 27,3     | 29,2     | 31,3     | 29,4     | 28,4     | 28,2     | 28,0     | 28,0     | 29,1     | 28,1     | 27,9       | 27,9     |
| 8        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по нефти, т/сут                |          | 2,0      |          | 3,2      |          | 1,9      |          | 2,7      |          | 5,7      |            | 5,9      |
| 9        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по жидкости, т/сут             |          | 8,6      |          | 7,1      |          | 10,3     |          | 5,5      |          | 9,7      |            | 8,6      |
| 10       | Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед                    | 0,207    | 0,207    | 0,213    | 0,213    | 0,218    | 0,218    | 0,223    | 0,223    | 0,228    | 0,228    | 0,230      | 0,231    |
| 11       | Темп отбора от нач.утв.изв. запасов,%                        | 1,76     | 1,820    | 1,788    | 1,710    | 1,682    | 1,678    | 1,645    | 1,578    | 1,490    | 1,573    | 0,722      | 0,718    |
| 12       | Темп отбора от тек.утв.изв. запасов,%                        | 4,77     | 4,95     | 5,09     | 4,89     | 5,07     | 5,04     | 5,21     | 5,00     | 4,96     | 5,24     | 3,06       | 2,52     |
| 13       | Отбор от утв.извлекаемых запасов,%                           | 67,00    | 65,04    | 66,83    | 23,85    | 68,43    | 68,43    | 70,08    | 70,00    | 71,50    | 71,58    | 72,21      | 72,29    |
| 14       | Добыча нефтяного газа, млн.м³                                | 5,6      | 13,1     | 12,9     | 12,8     | 11,3     | 12,2     | 11,1     | 15,5     | 14,5     | 18,3     | 14,1       | 9,1      |
| 15       | Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³                    | 207,0    | 221,2    | 234,0    | 234,0    | 245,30   | 246,20   | 256,40   | 261,60   | 276,10   | 279,90   | 290,15     | 288,98   |
| 16       | Газовый фактор, м³/т   | 8,1      | 18,3     | 18,3     | 19,0     | 17,1     | 18,5     | 17,1     | 24,9     | 24,7     | 29,6     | 49,4       | 32,1     |
| 17       | Закачка воды, тыс.м³   | 2994     | 2920,8   | 3181,6   | 3182,7   | 3159,1   | 3056,0   | 4052,0   | 2431,0   | 2577,8   | 2277,0   | 1486,3     | 977,1    |
| 18       | Закачка пара в паронагнетательные скв., тыс.т                | 1628     | 1388,1   | 1380,5   | 1345,2   | 1075,3   | 1107,0   | 1057,6   | 1076,0   | 1032,4   | 1102,0   | 501,9      | 555,9    |
| 19       | Закачка сточной воды в законтурные скв., тыс.м³              | 6529,0   | 6261,7   | 5892,8   | 6397,4   | 6102,8   | 6556,0   | 5754,2   | 6975,0   | 6964,5   | 7900,0   | 3376,4     | 3417,9   |
| 20       | Накопленная закачка воды, тыс.м³                             | 51197,0  | 49715,9  | 52894,0  | 52898,6  | 56055,1  | 55955,0  | 60107,1  | 58385,0  | 60963,3  | 60662,0  | 62449,6    | 61639,1  |
| 21       | Накопленная закачка пара, тыс.т                              | 42771    | 42378,5  | 43747,1  | 43723,8  | 44799,3  | 44831,0  | 45856,9  | 45907,0  | 46939,0  | 47008,0  | 47440,9    | 47563,9  |
| 22       | Компенсация отбора закачкой текущая, %                       | 55,0     | 40,0     | 41,9     | 42,3     | 41,5     | 41,0     | 50,0     | 35,9     | 37,5     | 34,5     | 41,7       | 34,7     |
| 23       | Компенсация отбора закачкой текущая с учетом законтур.скв. % | 132,0    | 98,1     | 96,0     | 102,0    | 101,4    | 105,6    | 106,3    | 107,4    | 109,9    | 115,2    | 112,6      | 111,9    |
| 24       | Среднесуточная приемистость скв. по пару, т/сут              | 58,0     | 52,5     | 42,4     | 49,9     | 33,0     | 49,6     | 31,8     | 52,9     | 41,1     | 57,5     | 40,0       | 56,4     |
| 25       | Среднесуточная приемистость скв. по воде, м³/сут             | 34,0     | 45,8     | 44,8     | 46,8     | 46,1     | 44,6     | 59,1     | 41,4     | 41,3     | 40,3     | 47,2       | 37,7     |
| 26       | Ввод новых добывающих скважин, ед.                           | 40       | 11       | 15       | 12       | 13       | 12       | 0        | 5        | 12       | 12       | 9          | 8        |
| 27       | в том числе: горизонтальные, ед.                             | 2        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |          |          |            |          |
| 28       | Ввод новых нагнетательных скважин из бурения, ед.            | 20       | 3        | 2        | 0        | 0        | 0        | 0        | 2        |          |          |            |          |
| 29       | в том числе: водонагнетательных                              | 18       | 3        | 2        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |          |          |            |          |
| 30       | паронагнетательных   | 2        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |          |          |            |          |
| 31       | Перевод из добывающего фонда под закачку пара, ед.           |          | 3        | 0        | 2        |          |          |          |          | 5        |          | 0          |          |
| 32       | Перевод из добывающего фонда под закачку воды, ед.           |          | 7        | 1        | 1        |          |          |          |          | 2        |          | 2          |          |
| 33       | Фонд добывающих скважин на конец года, ед.                   | 1105     | 1088     | 1087     | 1079     | 1080     | 1042     | 1061     | 999      | 988      | 994      | 998        | 1002     |
| 34       | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.       | 851      | 1072     | 1076     | 1053     | 1059     | 1026     | 1042     | 985      | 977      | 984      | 989        | 994      |
| 35       | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.               | 364      | 311      | 358      | 350      | 345      | 309      | 347      | 279      | 286      | 268      | 288        | 271      |
| 36       | в т.ч.: водонагнетательных                                   | 279      | 213      | 258      | 250      | 248      | 211      | 248      | 193      | 200      | 180      | 202        | 178      |
| 37       | паронагнетательных   | 85       | 98       | 100      | 100      | 97       | 98       | 99       | 78       | 86       | 88       | 86         | 93       |
| 38       | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.   | 318      | 293      | 315      | 301      | 291      | 283      | 293      | 261      | 268      | 259      | 270        | 262      |
| 39       | в т.ч.: водонагнетательных                                   | 241      | 195      | 216      | 201      | 194      | 185      | 194      | 180      | 182      | 171      | 184        | 169      |
| 40       | паронагнетательных   | 77       | 98       | 99       | 100      | 97       | 98       | 99       | 81       | 86       | 88       | 86         | 93       |
| 41       | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.           | 0,90     | 0,91     | 0,95     | 1        | 0,95     | 0,98     | 0,95     | 0,98     | 0,95     | 0,99     | 0,95       | 0,99     |
| 42       | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, д.ед.       | 0,90     | 0,87     | 0,95     | 1        | 0,95     | 0,95     | 0,95     | 0,93     | 0,95     | 0,97     | 0,95       | 0,97     |
| 43       | Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.          | 0,77     | 0,99     | 0,99     | 0,98     | 0,98     | 0,98     | 0,98     | 0,99     | 0,99     | 0,98     | 0,99       | 0,98     |
| 44       | Коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.      | 0,87     | 0,94     | 0,88     | 0,86     | 0,84     | 0,92     | 0,84     | 0,94     | 0,94     | 0,93     | 0,94       | 0,93     |

В таблице 3.2.22 приведены основные проектные и фактические технологические показатели разработки за 2015-01.07.2020 гг. **по III объекту разработки.**

Как видно из таблицы 3.2.22, в 2015-2016 г. фактическая добыча нефти и жидкости из пластов III объекта была ниже проектной на 11,4%, 1,7% и 4%, соответственно, в связи с недостижением среднего дебита по нефти и жидкости. С 2017 года фактические дебиты по нефти и жидкости находятся на уровне проекта, в связи с этим идет незначительное превышение запроектированных объемов добычи нефти и жидкости. В 2019 году превышение проектных объемов добычи нефти и жидкости составил 1,3%-2,6%, соответственно. На середину 2020 года фактические объемы добычи нефти и жидкости объекта не достигают проектный уровень 4,4% и 7%, соответственно.

За рассматриваемый период обводненность продукции скважин в основном соответствовала проектной величине. В 2019 году средняя обводненность по III объекту составила 87,6%, превышая проект на 0,2%, а на середину 2020 года снизилась относительно проекта на 0,3% составив 87,3%.

Объем внутриконтурной закачки воды в 2015 и 2016 гг. превышал проектные значения на 0,9 и 5,2% соответственно. В 2018 и на середину 2020 года суточная приемистость по воде на скважину ниже проекта на 8,6 и 3,9 м<sup>3</sup>/сут, связи с чем фактический объем закачки воды стал ниже проектных уровней на 21,9 и 14%, соответственно. В 2019 году на уровне проекта.

Действующий водонагнетательный фонд в 2015 и 2017 годы превысил проект на 17 и 1 ед, в 2016 и 2018 годы отстает на 15 и 5 ед. В 2019 году показатели на уровне проектного. На 01.07.2020 года превышает проект на 2 ед.

Объем закачиваемого пара в паронагнетательные скважины в период 2015-2018 гг. находилось выше проектного уровня в связи с более высокой производительностью паронагнетательных скважин. В 2019 году наблюдается снижение показателя закачки пара по сравнению с проектом на 58,0 тыс/т, а на середину 2020 года превысила проект на 20,7 тыс.т.

Показатель текущей компенсации отбора внутриконтурной закачкой за анализируемый период ежегодно превышает проект, только 2018 и 2019 году внутриконтурная компенсация составил 70,2%, против 79,2% и 63,6% против 67,1% по проекту. По состоянию на 01.07.2020 года на 2,7% превышает проектный уровень. Компенсация с учетом законтурной закачки воды в период 2015-2018 гг. также выше проектных показателей. Только в 2019 году компенсация отбора закачкой в законтурной водонагнетательной скважине составил 217,3% против 222,4% по проекту, а на середину



2020 года увеличилась относительно проекта на 16,4%.

Накопленная добыча нефти по III объекту по состоянию на 01.07.2020 г. составила 11837 тыс.т, что больше проектной величины на 14,9 тыс.т, накопленная добыча жидкости – 59369,6 тыс.т – больше проектного значения на 44,3 тыс.т.

Текущий КИН на дату анализа (01.07.2020г.) по III объекту месторождения составлял 0,166 д.ед., что соответствует проекту.





Таблица 3.2.22- Проектные и фактические показатели разработки III объекта

| №<br>п/п | Показатели  | 2015     |         | 2016    |         | 2017    |          | 2018     |          | 2019     |          | 01.07.2020 |         |
|----------|---|----------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|------------|---------|
|          |   | проект   | факт    | проект  | факт    | проект  | факт     | проект   | факт     | проект   | факт     | проект     | факт    |
| 1        | Добыча нефти, тыс.т   | 682,0    | 670,18  | 676,62  | 649,78  | 632,6   | 634,93   | 623,80   | 641,60   | 633,00   | 641,50   | 312,70     | 298,94  |
| 2        | Накопленная добыча нефти, тыс.т                               | 9077,0   | 8970,18 | 9645,60 | 9619,96 | 10252,6 | 10254,95 | 10876,40 | 10896,50 | 11509,40 | 11538,00 | 11822,10   | 11837,0 |
| 3        | Добыча жидкости всего, тыс.т                                  | 4640,0   | 4329,76 | 4514,7  | 4347,36 | 4459,30 | 4470,32  | 4455,80  | 4848,60  | 5026,30  | 5158,90  | 2535,70    | 2358,7  |
| 4        | Накопленная добыча жидкости, тыс.т                            | 39002,0  | 38185,7 | 42688,7 | 42533,0 | 46992,3 | 47003,3  | 51448,1  | 51852,0  | 56878,2  | 57010,9  | 59413,9    | 59369,6 |
| 5        | Обводненность среднегодовая, %                                | 85,0     | 84,5    | 85,0    | 85,1    | 85,8    | 85,8     | 86,0     | 86,8     | 87,4     | 87,57    | 87,67      | 87,3    |
| 6        | Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти, т/сут                   | 4,0      | 3,2     | 3,4     | 3,0     | 3,0     | 3,0      | 2,9      | 2,9      | 2,9      | 2,80     | 2,7        | 2,8     |
| 7        | Среднесуточный дебит 1 скв. по жидкости, т/сут                | 25,0     | 20,4    | 22,7    | 20,0    | 21,0    | 21,4     | 20,6     | 21,9     | 22,9     | 22,40    | 22,10      | 21,7    |
| 8        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по нефти, т/сут                 |          | 4,1     |         | 2,5     |         | 4,0      |          | 3,6      |          | 2,53     |            | 3,4     |
| 9        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по жидкости, т/сут              |          | 8,7     |         | 4,6     |         | 9,1      |          | 9,3      |          | 11,7     |            | 11,5    |
| 10       | Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед                     | 0,127    | 0,126   | 0,135   | 0,135   | 0,144   | 0,144    | 0,152    | 0,153    | 0,161    | 0,162    | 0,166      | 0,166   |
| 11       | Темп отбора от нач.утв.изв. запасов,%                         | 2,76     | 2,7     | 2,7     | 2,6     | 2,6     | 2,6      | 2,5      | 2,6      | 2,6      | 3        | 1,26       | 1,2     |
| 12       | Темп отбора от тек.утв.изв. запасов,%                         | 4,17     | 4,1     | 4,3     | 4,1     | 4,2     | 4,2      | 4,3      | 4,4      | 4,6      | 5        | 2,3        | 2,3     |
| 13       | Отбор от утв.извлекаемых запасов,%                            | 36,25    | 36,3    | 39,0    | 38,9    | 41,4    | 41,4     | 44,0     | 44,0     | 46,5     | 47       | 47,78      | 47,8    |
| 14       | Добыча нефтяного газа, млн.м³                                 | 6,40     | 11,6    | 11,9    | 4,7     | 9,1     | 9,2      | 9,0      | 10,4     | 10,3     | 13       | 5,1        | 6,4     |
| 15       | Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³                     | 77,50    | 86,2    | 98,1    | 90,9    | 104,6   | 104,7    | 113,6    | 115,1    | 123,8    | 128      | 128,87     | 134,4   |
| 16       | Газовый фактор, м³/т  | 9,38     | 17,2    | 17,5    | 7,2     | 14,3    | 14,4     | 14,4     | 16,2     | 16,2     | 20       | 16,1       | 21,4    |
| 17       | Закачка воды, тыс.м³  | 1047,00  | 1056,7  | 1061,1  | 1116,5  | 1194,6  | 1168,4   | 1343,4   | 1049,6   | 1054,1   | 1022     | 538,45     | 463,3   |
| 18       | Закачка пара в паронагнетательные скв., тыс.т                 | 1679,00  | 1926,1  | 1933,2  | 2157,1  | 2164,5  | 2200,2   | 2184,5   | 2358,9   | 2319,4   | 2261     | 1159,4     | 1180,0  |
| 19       | Закачка сточной воды в законтурные скв., тыс.м³               | 2000,00  | 6733,3  | 6350,3  | 6653,0  | 5995,2  | 6559,1   | 5652,7   | 7815,1   | 7806,8   | 7928     | 3784,75    | 3843,9  |
| 20       | Накопленная закачка воды, тыс.м³                              | 9237,00  | 9088,1  | 10148,9 | 10204,6 | 11399,0 | 11372,7  | 12742,4  | 12422,3  | 13476,3  | 13444    | 14014,8    | 13907,6 |
| 21       | Накопленная закачка пара, тыс.т                               | 13967,00 | 14525,0 | 16431,7 | 16682,1 | 18838,7 | 18874,4  | 21023,2  | 21241,5  | 23560,9  | 23448    | 24720,25   | 25580,7 |
| 22       | Компенсация отбора закачкой текущая, %                        | 58,8     | 68,9    | 66,3    | 75,3    | 75,3    | 75,4     | 79,2     | 70,3     | 67,1     | 64       | 67,0       | 69,7    |
| 23       | Компенсация отбора закачкой текущая с учетом законтур.скв., % | 102,00   | 224,4   | 207,0   | 228,3   | 209,8   | 222,1    | 206,0    | 231,5    | 222,4    | 217      | 216,21     | 232,6   |
| 24       | Среднесуточная приемистость скв. по пару, т/сут               | 58,00    | 80,8    | 38,9    | 85,9    | 76,0    | 93,5     | 65,6     | 96,6     | 79,6     | 90       | 76,9       | 86,4    |
| 25       | Среднесуточная приемистость скв. по воде, м³/сут              | 57,00    | 46,7    | 72,7    | 46,3    | 53,3    | 46,5     | 57,1     | 48,5     | 48,6     | 49       | 49,60      | 45,7    |
| 26       | Ввод новых добывающих скважин, из экспл.бурения, ед.          | 19       | 61      | 8       | 14      | 25      | 26       | 21       | 27       | 32       | 30       | 15         | 9       |
| 27       | Ввод новых нагнетательных скважин из экспл.бурения, ед.       | 8        | 5       | 0       | 0       | 0       | 0        | 0        | 1        |          | 2        | 1          | 1       |
| 28       | в том числе: водонагнетательных                               | 7        | 5       | 0       | 0       | 0       | 0        | 0        | 0        |          |          |            |         |
| 29       | паронагнетательных  | 1        | 0       | 0       | 0       | 0       | 0        | 0        | 0        |          |          |            |         |
| 30       | Фонд добывающих скважин на конец года, ед..                   | 580      | 620     | 616     | 611     | 630     | 616      | 630      | 632      | 673      | 652      | 693        | 654     |
| 31       | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.        | 512      | 618     | 615     | 609     | 628     | 615      | 628      | 632      | 652      | 652      | 672        | 654     |
| 32       | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.                | 152      | 149     | 164     | 153     | 147     | 150      | 164      | 142      | 145      | 147      | 148        | 154     |
| 33       | в т.ч.: водонагнетательных                                    | 64       | 69      | 83      | 70      | 64      | 64       | 67       | 62       | 61       | 61       | 61         | 63      |
| 34       | паронагнетательных  | 88       | 80      | 81      | 83      | 83      | 86       | 97       | 77       | 84       | 86       | 87         | 91      |
| 35       | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.    | 129      | 147     | 164     | 151     | 145     | 149      | 162      | 139      | 144      | 144      | 147        | 151     |
| 36       | в т.ч.: водонагнетательных                                    | 50       | 67      | 83      | 68      | 62      | 63       | 65       | 60       | 60       | 58       | 60         | 60      |
| 37       | паронагнетательных  | 79       | 80      | 81      | 83      | 83      | 86       | 97       | 79       | 84       | 86       | 87         | 91      |
| 38       | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.            | 0,90     | 0,89    | 0,95    | 0,99    | 0,95    | 0,99     | 0,95     | 0,98     | 0,95     | 0,98     | 0,95       | 0,96    |
| 40       | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, д.ед.        | 1,00     | 1,00    | 0,95    | 0,97    | 0,95    | 0,97     | 0,95     | 0,96     | 0,95     | 0,96     | 0,95       | 0,96    |
| 41       | Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.           | 0,88     | 1,00    | 1,00    | 1,00    | 1,00    | 1,00     | 1,00     | 1,00     | 0,97     | 0,98     | 0,97       | 0,98    |
| 42       | Коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.       | 0,85     | 0,99    | 1,00    | 0,99    | 0,99    | 0,99     | 0,99     | 0,98     | 0,99     | 0,96     | 0,99       | 0,98    |

Таблица 3.2.23- Проектные и фактические показатели разработки I объекта Центрального участка

| №<br>п/п | Показатели   | 2016    |         | 2017    |           | 2018    |         | 2019    |         | 01.07.2020 |         |
|----------|--|---------|---------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|------------|---------|
|          |  | проект  | факт    | проект  | факт      | проект  | факт    | проект  | факт    | проект     | факт    |
| 1        | Добыча нефти всего, тыс.т                                    | 186,97  | 172,7   | 178,5   | 178,71631 | 173,4   | 196,9   | 198,3   | 200,5   | 100,0      | 90,1    |
| 2        | Накопленная добыча нефти, тыс.т                              | 4988,75 | 4974,9  | 5153,41 | 5153,6    | 5327    | 5350,5  | 5549    | 5551,0  | 5649       | 5641,1  |
| 3        | Добыча жидкости всего, тыс.т                                 | 3506,5  | 3243,0  | 3479,9  | 3416      | 3719,1  | 3546,0  | 3662,9  | 3617,0  | 1829,9     | 1638,0  |
| 4        | Накопленная добыча жидкости, тыс.т                           | 44864,3 | 44590,0 | 48069,7 | 48006,0   | 51788,8 | 51552,0 | 55215,1 | 55169,0 | 57045,0    | 56807,0 |
| 5        | Обводненность среднегодовая, %                               | 94,7    | 95,0    | 94,9    | 95,0      | 95,3    | 94,0    | 94,6    | 94,0    | 94,5       | 94,5    |
| 6        | Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти, т/сут                  | 1,21    | 1,0     | 1,02    | 1         | 0,96    | 1,2     | 1,22    | 1,2     | 1,19       | 1,2     |
| 7        | Среднесуточный дебит 1 скв. по жидкости, т/сут               | 22,77   | 18,7    | 19,85   | 19,7      | 20,59   | 21,2    | 22,52   | 21,4    | 21,82      | 22,2    |
| 8        | Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед                    | 0,113   | 0,112   | 0,116   | 0,116     | 0,120   | 0,121   | 0,125   | 0,125   | 0,128      | 0,128   |
| 9        | Темп отбора от нач.утв.изв. запасов,%                        | 1,7     | 1,6     | 1,6     | 1,6       | 1,6     | 1,8     | 1,8     | 1,8     | 0,9        | 0,8     |
| 10       | Темп отбора от тек.утв.изв. запасов,%                        | 3,1     | 2,8     | 3,0     | 3,0       | 3,0     | 3,4     | 3,6     | 3,6     | 1,9        | 1,7     |
| 11       | Отбор от утв.извлекаемых запасов,%                           | 45,9    | 45,7    | 47,4    | 47,4      | 49,0    | 49,2    | 51,0    | 51,0    | 51,9       | 51,9    |
| 12       | Добыча нефтяного газа, млн.м³                                | 5,18    | 4,90    | 4,46    | 4,8       | 4,3     | 6,1     | 6,1     | 7,8     | 3,1        | 3,9     |
| 13       | Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³                    | 49,6    | 49,4    | 53,9    | 54,2      | 58,2    | 60,3    | 66,4    | 68,0    | 69,5       | 71,9    |
| 14       | Газовый фактор, м³/т   | 27,7    | 28,4    | 25,0    | 26,9      | 25,0    | 31,0    | 30,8    | 39,0    | 30,8       | 43,3    |
| 15       | Закачка воды, тыс.м³   | 3289,8  | 2892    | 3134,4  | 3118,4    | 3486    | 2624,1  | 2639    | 2592,0  | 1374       | 1227,5  |
| 16       | Накопленная закачка воды, тыс.м³                             | 37690,9 | 37290,0 | 40424,8 | 40408,4   | 43910,4 | 43032,5 | 45671,8 | 45625,0 | 47045,5    | 46852,5 |
| 17       | Накопленная закачка пара, тыс.т                              | 0       | 7274    | 0       | 7274      | 0,0     | 7274    | 0,0     | 7274    | 0,0        | 7273,8  |
| 18       | Компенсация отбора закачкой текущая, %                       | 100,0   | 89,2    | 40,3    | 91,3      | 110,2   | 74,0    | 76,8    | 71,7    | 75,1       | 74,939  |
| 19       | Компенсация отбора зак тек. с учётом законтурной закачки., % | 100,0   | 89,2    | 71,5    | 91,3      | 414,3   | 74,0    | 0,0     | 71,7    | 75,1       | 74,9    |
| 20       | Среднесуточная приемистость скв. по воде, м³/сут             | 58      | 44,6    | 46,1    | 45,2      | 50,2    | 40,4    | 40,1    | 39,4    | 41,1       | 38,4    |
| 21       | Ввод новых добывающих скважин, из экспл.бурения,ед.          | 0       | 0       | 1       | 1         | 1       | 0       | 0       | 1       | 0          | 1       |
| 22       | в том числе:горизонтальные,ед                                | 0       | 0       | 0       | 0         | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 23       | Перевод из нагнетательного фонда под добычу,ед               | 0       | 1       | 0       | 1         | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 24       | Ввод новых нагнетательных скважин из эксплуат.бурения ед.    | 0       | 0       | 0       | 0         | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 25       | в том числе:паронагнетательных                               | 0       | 0       | 0       | 0         | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 26       | водонагнетательных   | 0       | 0       | 0       | 0         | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 27       | Перевод из добывающего фонда под закачку пара, ед.           | 0       | 0       | 0       | 0         | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 28       | Перевод из добывающего фонда под закачку воды, ед.           | 3       | 1       | 5       | 1         | 1       | 0       | 0       | 0       | 3          | 0       |
| 29       | Фонд добывающих скважин на конец года, ед.                   | 535     | 543     | 548     | 516       | 561     | 491     | 507     | 488     | 515        | 487     |
| 30       | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.       | 517     | 532     | 541     | 506       | 556     | 481     | 499     | 478     | 510        | 480     |
| 31       | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.               | 211     | 208     | 205     | 200       | 206     | 195     | 198     | 199     | 201        | 200     |
| 32       | в т.ч.: водонагнетательных                                   | 211     | 205     | 205     | 247       | 206     | 195     | 198     | 199     | 201        | 200     |
| 33       | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.   | 192     | 190     | 188     | 192       | 192     | 189     | 192     | 196     | 195        | 196     |
| 34       | в т.ч.: водонагнетательных                                   | 192     | 190     | 188     | 192       | 192     | 189     | 192     | 196     | 195        | 196     |
| 35       | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.           | 0,95    | 0,97    | 0,95    | 0,98      | 0,95    | 0,96    | 0,95    | 0,98    | 0,95       | 1,0     |
| 36       | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, д.ед.       | 0,95    | 0,98    | 0,95    | 0,96      | 0,95    | 0,97    | 0,95    | 0,96    | 0,95       | 1,0     |
| 37       | Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.          | 0,97    | 0,98    | 0,99    | 0,96      | 0,99    | 0,98    | 0,98    | 0,98    | 0,99       | 1,0     |
| 38       | Коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.      | 0,91    | 0,91    | 0,92    | 0,98      | 0,93    | 0,97    | 0,97    | 0,98    | 0,97       | 1,0     |

Таблица 3.2.24- Проектные и фактические показатели разработки II объекта Центрального участка

| №<br>п/п | Показатели  | 2016     |          | 2017     |          | 2018     |          | 2019     |          | 01.07.2020 |          |
|----------|---|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|------------|----------|
|          |   | проект   | факт     | проект   | факт     | проект   | факт     | проект   | факт     | проект     | факт     |
| 1        | Добыча нефти всего, тыс.т   | 299,83   | 318,0    | 300,5    | 300,5    | 276,8    | 303,8    | 280,9    | 321,5    | 136,7      | 150,6    |
| 2        | Накопленная добыча нефти, тыс.т                                     | 20312,3  | 20331,7  | 20631,7  | 20632,2  | 20929    | 20936,0  | 21217    | 21257,5  | 21354      | 21408,1  |
| 3        | Добыча жидкости всего, тыс.т  | 8336,6   | 8177,7   | 7690,1   | 7659,7   | 7754,3   | 7278,2   | 7117,9   | 7391,4   | 3507,6     | 3366,8   |
| 4        | Накопленная добыча жидкости, тыс.т                                  | 167452,7 | 172411,9 | 180102,1 | 180071,6 | 187856,4 | 187349,8 | 194467,8 | 194741,2 | 197975,4   | 198108,0 |
| 5        | Обводненность среднегодовая, %                                      | 96,4     | 96,1     | 96,1     | 96,1     | 96,2     | 95,8     | 96,1     | 95,6     | 96,1       | 95,5     |
| 6        | Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти, т/сут                         | 1,49     | 1,5      | 1,43     | 1,4      | 1,38     | 1,5      | 1,5      | 1,6      | 1,41       | 1,6      |
| 7        | Среднесуточный дебит 1 скв. по жидкости, т/сут                      | 41,48    | 38,4     | 36,63    | 36,4     | 36,01    | 36,3     | 37,95    | 36,5     | 36,09      | 36,4     |
| 8        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по нефти, т/сут                       |          | 3,3      |          | 1,9      |          |          |          | 12,8     |            | 7,2      |
| 9        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по жидкости, т/сут                    |          | 12,1     |          | 10       |          |          |          | 22,3     |            | 10,2     |
| 10       | Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед                           | 0,248    | 0,248    | 0,252    | 0,252    | 0,255    | 0,255    | 0,259    | 0,259    | 0,261      | 0,3      |
| 11       | Темп отбора от нач.утв.изв. запасов,%                               | 1,1      | 1,2      | 1,1      | 1,1      | 1,1      | 1,2      | 1,1      | 1,2      | 0,5        | 0,6      |
| 12       | Темп отбора от тек.утв.изв. запасов,%                               | 4,9      | 5,2      | 5,2      | 5,2      | 5,1      | 5,5      | 5,4      | 6,2      | 2,8        | 3,1      |
| 13       | Отбор от утв.извлекаемых запасов,%                                  | 77,7     | 77,8     | 79,0     | 79,0     | 80,1     | 80,1     | 81,2     | 81,3     | 81,7       | 81,9     |
| 14       | Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>                           | 8,01     | 9,10     | 7,29     | 8,20     | 7,2      | 10,9     | 10,1     | 13,3     | 4,9        | 6,9      |
| 15       | Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>               | 178,6    | 179,9    | 187,2    | 188,1    | 194,4    | 199,0    | 209,1    | 212,3    | 214,0      | 219,2    |
| 16       | Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т                                   | 26,7     | 28,6     | 24,3     | 27,3     | 26,1     | 35,9     | 36,0     | 41,3     | 36,0       | 45,8     |
| 17       | Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>                                    | 3143,7   | 3137     | 3128,6   | 3016     | 4021     | 2385,0   | 2532     | 2228,0   | 1462       | 956,0    |
| 18       | Законтурная закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>                        | 3652,23  | 3836     | 3694,78  | 4047     | 3483,7   | 4330,0   | 4310,37  | 4506,0   | 2089,675   | 1828,7   |
| 19       | Накопленная закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>                        | 52434,7  | 52431    | 55559,6  | 56478    | 59580,9  | 60808    | 60364,8  | 60061,0  | 61826,8    | 61017,0  |
| 20       | Компенсация отбора закачкой текущая, %                              | 40,3     | 38,4     | 100,0    | 39,4     | 110,2    | 32,8     | 38,0     | 30,1     | 41,7       | 28,4     |
| 21       | Компенсация отбора зак тек. с учётом законтурной закачки воды, .. % | 71,5     | 85,3     | 100,0    | 92,2     | 414,3    | 92,3     | 76,8     | 91,1     | 101,3      | 82,7     |
| 22       | Среднесуточная приемистость скв. по воде, м3/сут                    | 45,4     | 46,9     | 46,5     | 45,1     | 59,8     | 41,6     | 41,5     | 40,5     | 47,3       | 37,8     |
| 23       | Ввод новых добывающих скважин, из экспл.бурения,ед.                 | 3        | 4        | 9        | 8        | 0        | 0        | 4        | 6        | 8          | 5,0      |
| 24       | Перевод из нагнетательного фонда под добычу,ед.                     | 0        | 1        | 0        | 1        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0          | 0,0      |
| 25       | Ввод новых нагнетательных скважин из эксплуат.бурения ед.           | 2        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0          | 0,0      |
| 26       | в том числе:паронагнетательных                                      | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0          | 0,0      |
| 27       | водонагнетательных  | 2        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0          | 0,0      |
| 28       | Перевод из добывающего фонда под закачку пара, ед.                  | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0          | 0,0      |
| 29       | Перевод из добывающего фонда под закачку воды, ед.                  | 2        | 1        | 2        | 1        | 0        | 0        | 0        | 0        | 2          | 0,0      |
| 30       | Фонд добывающих скважин на конец года, ед.                          | 629      | 645      | 648      | 617      | 635      | 581      | 570      | 579      | 570        | 584,0    |
| 31       | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.              | 620      | 620      | 627      | 602      | 616      | 568      | 560      | 570      | 562        | 577,0    |
| 32       | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.                      | 251      | 246      | 242      | 207      | 190      | 193      | 195      | 175      | 197        | 174,0    |
| 33       | в т.ч.: водонагнетательных  | 251      | 205      | 242      | 205      | 190      | 193      | 195      | 175      | 197        | 174,0    |
| 34       | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.          | 211      | 197      | 190      | 181      | 190      | 176      | 178      | 167      | 180        | 165,0    |
| 35       | в т.ч.: водонагнетательных  | 211      | 197      | 190      | 181      | 190      | 176      | 178      | 167      | 180        | 165,0    |
| 36       | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.                  | 0,95     | 0,98     | 0,95     | 0,98     | 0,95     | 0,97     | 0,95     | 0,98     | 0,95       | 0,98     |
| 37       | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, д.ед.              | 0,95     | 0,969    | 0,95     | 0,87     | 0,95     | 0,95     | 0,95     | 0,94     | 0,95       | 0,94     |
| 38       | Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.                 | 0,99     | 0,96     | 0,97     | 0,97     | 0,97     | 0,98     | 0,98     | 0,98     | 0,99       | 0,98     |
| 39       | Коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.             | 0,84     | 0,80     | 0,79     | 0,96     | 1,00     | 0,91     | 0,91     | 0,95     | 0,91       | 0,95     |

Таблица 3.2.25- Проектные и фактические показатели разработки III объекта Центрального участка

| №<br>п/п | Показатели  | 2016   |        | 2017    |        | 2018    |         | 2019    |         | 01.07.2020 |         |
|----------|---|--------|--------|---------|--------|---------|---------|---------|---------|------------|---------|
|          |   | проект | факт   | проект  | факт   | проект  | факт    | проект  | факт    | проект     | факт    |
| 1        | Добыча нефти всего, тыс.т                                     | 44,2   | 43,9   | 51,91   | 54,2   | 60,94   | 59,06   | 54,55   | 55,02   | 25,7       | 24,56   |
| 2        | Накопленная добыча нефти, тыс.т                               | 1335   | 1317,6 | 1369,47 | 1371,8 | 1430,41 | 1430,8  | 1485,35 | 1485,8  | 1511,0     | 1510,4  |
| 3        | Добыча жидкости всего, тыс.т                                  | 592    | 585,9  | 665,6   | 670,7  | 710,9   | 707,6   | 720,9   | 685,9   | 368,05     | 306,1   |
| 4        | Накопленная добыча жидкости, тыс.т                            | 8422,3 | 8396,6 | 9062,2  | 9067,3 | 9773,1  | 9774,9  | 10495,9 | 10460,9 | 10863,95   | 10767,0 |
| 5        | Обводненность среднегодовая, %                                | 92,5   | 92,5   | 92,2    | 91,9   | 91,4    | 91,7    | 92,4    | 92,0    | 93,0       | 92,0    |
| 6        | Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти, т/сут                   | 1,26   | 1,2    | 1,6     | 2,0    | 1,76    | 1,9     | 1,96    | 1,8     | 1,8        | 1,8     |
| 7        | Среднесуточный дебит 1 скв. по жидкости, т/сут                | 16,87  | 16,7   | 20,51   | 24,1   | 20,53   | 22,1    | 25,93   | 21,9    | 25,88      | 22,3    |
| 10       | Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед                     | 0,087  | 0,086  | 0,090   | 0,090  | 0,094   | 0,094   | 0,097   | 0,097   | 0,099      | 0,099   |
| 11       | Темп отбора от нач.утв.изв. запасов,%                         | 0,8    | 0,8    | 1,0     | 1,0    | 1,1     | 1,1     | 1,0     | 1,0     | 0,5        | 0,5     |
| 12       | Темп отбора от тек.утв.изв. запасов,%                         | 1,1    | 1,1    | 1,3     | 1,4    | 1,6     | 1,5     | 1,4     | 1,4     | 0,7        | 0,6     |
| 13       | Отбор от утв.извлекаемых запасов,%                            | 25,2   | 24,9   | 25,8    | 25,9   | 27,0    | 27,0    | 28,0    | 28,0    | 28,5       | 28,5    |
| 14       | Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>                     | 1,2    | 1,2    | 1,241   | 1,30   | 1,456   | 1,3     | 1,23    | 1,9     | 1,23       | 1,0     |
| 15       | Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>         | 13,0   | 12,9   | 14,14   | 14,2   | 15,596  | 15,5    | 16,667  | 17,3    | 16,667     | 18,3    |
| 16       | Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т                             | 26,9   | 26,6   | 23,9    | 24,0   | 23,9    | 22,0    | 22,5    | 34,5    | 47,9       | 40,7    |
| 18       | Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>                              | 615    | 643,2  | 667,1   | 645    | 732,2   | 551,1   | 536     | 572,4   | 277,25     | 252,8   |
| 19       | Законтурная закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>                  | 2544,6 | 2822,0 | 2738,5  | 2972,4 | 2582    | 3268,1  | 3253,4  | 3048,3  | 1577,25    | 1363,0  |
| 20       | Накопленная закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>                  | 8875,4 | 8904,2 | 9571,3  | 9549,2 | 10303,6 | 10100,3 | 10636,3 | 10672,7 | 10913,55   | 10925,5 |
| 21       | Компенсация отбора закачкой текущая, %                        | 110,2  | 109,8  | 100,0   | 96,2   | 40,3    | 77,9    | 78,9    | 83,5    | 75,3       | 82,6    |
| 22       | Компенсация отбора зак тек. с учётом законтурной закачки., %  | 414,3  | 591,4  | 100,0   | 539,3  | 71,5    | 539,7   | 78,9    | 527,9   | 503,9      | 527,9   |
| 23       | Среднесуточная приемистость скв. по воде, м <sup>3</sup> /сут | 38,99  | 43,9   | 52,7    | 44,4   | 56,3    | 45,9    | 44,9    | 49,1    | 46,5       | 44      |
| 24       | Ввод новых добывающих скважин, из экспл.бурения,ед.           | 0      | 0      | 0       | 3      | 0       | 0       | 2       | 1       | 0          | 0       |
| 25       | в том числе:горизонтальные,ед                                 | 0      | 0      | 0       | 0      | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 26       | Перевод из нагнетательного фонда под добычу,ед                | 0      | 0      | 0       | 1      | 0       | 1       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 27       | Ввод новых нагнетательных скважин из эксплуат.бурения ед.     | 0      | 0      | 0       | 0      | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 28       | в том числе:паронагнетательных                                | 0      | 0      | 0       | 0      | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 29       | водонагнетательных  | 0      | 0      | 0       | 0      | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 30       | Перевод из добывающего фонда под закачку пара, ед.            | 0      | 0      | 0       | 0      | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 31       | Перевод из добывающего фонда под закачку воды, ед.            | 0      | 0      | 0       | 1      | 1       | 1       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 32       | Фонд добывающих скважин на конец года, ед.                    | 108    | 98     | 98      | 92     | 97      | 89      | 106     | 87      | 101        | 85      |
| 33       | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.        | 108    | 98     | 98      | 92     | 97      | 89      | 85      | 87      | 80         | 85      |
| 34       | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.                | 48     | 43     | 37      | 37     | 38      | 36      | 34      | 36      | 34         | 36      |
| 35       | в т.ч.: водонагнетательных                                    | 48     | 80     | 37      | 205    | 38      | 247     | 34      | 36      | 34         | 36      |
| 36       | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.    | 48     | 41     | 35      | 36     | 36      | 33      | 33      | 33      | 33         | 33      |
| 37       | в т.ч.: водонагнетательных                                    | 48     | 41     | 35      | 36     | 36      | 33      | 33      | 33      | 33         | 33      |
| 38       | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.            | 0,95   | 0,98   | 0,95    | 1      | 0,95    | 0,97    | 0,95    | 0,98    | 0,95       | 0,98    |
| 39       | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, д.ед.        | 0,95   | 0,99   | 0,95    | 0,97   | 0,95    | 0,97    | 0,95    | 0,96    | 0,95       | 0,96    |
| 40       | Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.           | 1,00   | 1,00   | 1,00    | 0,98   | 1,00    | 1,00    | 0,80    | 1,00    | 0,79       | 1,00    |
| 41       | Коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.       | 1,00   | 0,95   | 0,95    | 0,98   | 0,95    | 0,92    | 0,97    | 0,92    | 0,97       | 0,92    |

Таблица 3.2.26- Проектные и фактические показатели разработки I объекта Восточного участка

| №<br>п/п | Показатели  | 2016   |         | 2017    |         | 2018    |         | 2019    |         | 01.07.2020 |         |
|----------|---|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|------------|---------|
|          |   | проект | факт    | проект  | факт    | проект  | факт    | проект  | факт    | проект     | факт    |
| 1        | Добыча нефти всего, тыс.т                                   | 386,2  | 451,0   | 472,1   | 470,0   | 512,56  | 508,5   | 556,67  | 528,6   | 292,66     | 260,3   |
| 2        | Накопленная добыча нефти, тыс.т                             | 3836   | 3904,0  | 4376,1  | 4374,0  | 4888,7  | 4882,5  | 5439,4  | 5411,0  | 5732,06    | 5671,3  |
| 3        | Добыча жидкости всего, тыс.т                                | 1812   | 2040,0  | 2195,8  | 2246,0  | 2430    | 2590    | 2884,4  | 2992    | 1492,25    | 1551    |
| 4        | Накопленная добыча жидкости, тыс.т                          | 11097  | 11349,0 | 13544,7 | 13595,0 | 15974,7 | 16185,0 | 19069,4 | 19177,0 | 20561,65   | 20728,0 |
| 5        | Обводненность среднегодовая, %                              | 78,7   | 78,0    | 78,5    | 79,0    | 78,9    | 80,0    | 80,7    | 82,3    | 80,4       | 83,2    |
| 6        | Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти, т/сут                 | 3,5    | 4,2     | 3,79    | 3,8     | 3,52    | 3,4     | 3,45    | 3,2     | 3,2        | 2,9     |
| 7        | Среднесуточный дебит 1 скв. по жидкости, т/сут              | 16,5   | 17,6    | 17,65   | 17,3    | 16,69   | 17,4    | 17,86   | 18,0    | 16,33      | 17,6    |
| 8        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по нефти, т/сут               |        | 3,8     |         | 3,6     |         | 3       |         | 3       |            | 3,3     |
| 9        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по жидкости, т/сут            |        | 8       |         | 8,7     |         | 8,9     |         | 9,9     |            | 8       |
| 10       | Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед                   | 0,113  | 0,115   | 0,129   | 0,128   | 0,144   | 0,143   | 0,160   | 0,159   | 0,168      | 0,167   |
| 11       | Темп отбора от нач.утв.изв. запасов,%                       | 4,6    | 5,4     | 5,6     | 5,6     | 6,1     | 6,1     | 6,6     | 6,3     | 3,5        | 3,1     |
| 12       | Темп отбора от тек.утв.изв. запасов,%                       | 7,3    | 9,2     | 10,6    | 10,5    | 12,8    | 12,7    | 16,0    | 15,1    | 10,0       | 8,8     |
| 13       | Отбор от утв.извлекаемых запасов,%                          | 45,8   | 46,6    | 52,3    | 52,2    | 58,4    | 58,3    | 65,0    | 64,6    | 68,5       | 67,7    |
| 14       | Добыча нефтяного газа, млн.м³                               | 4      | 4,0     | 4,06    | 4,1     | 4,408   | 6,42    | 7,031   | 8,07    | 3,6965     | 4,00    |
| 15       | Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³                   | 34     | 34,10   | 38,20   | 38,23   | 42,60   | 44,65   | 51,70   | 52,80   | 55,40      | 56,80   |
| 16       | Газовый фактор, м³/т  | 9,7    | 8,9     | 8,6     | 8,8     | 8,6     | 12,6    | 12,6    | 15,3    | 12,6       | 15,4    |
| 17       | Закачка пара в паронагнетательные скв., тыс.т               | 1145   | 1126,0  | 1307,8  | 1326,0  | 1451,8  | 1365    | 1489,8  | 1621    | 778,05     | 964,5   |
| 18       | Закачка воды, тыс.м³  | 213    | 144,0   | 111,95  | 104,0   | 109,71  | 64      | 64,212  | 40      | 32,1095    | 3,7     |
| 19       | Накопленная закачка воды, тыс.м³                            | 585    | 513     | 624,9   | 617,0   | 734,7   | 682     | 745,8   | 722     | 777,9095   | 725,7   |
| 20       | Накопленная закачка пара, тыс.т                             | 4825   | 4813    | 6120,8  | 6139,0  | 7572,5  | 7504,0  | 8995    | 9127,0  | 9773,05    | 10091,5 |
| 21       | Компенсация отбора закачкой текущая, %                      | 77,9   | 62,3    | 77,9    | 63,7    | 63,3    | 55,2    | 56,2    | 55,5    | 54,3       | 62,4    |
| 22       | Компенсация отбора зак тек. с учётом законтурной закачки, % | 75,0   | 62,3    | 64,7    | 63,7    | 64,3    | 55,2    | 53,9    | 55,5    | 54,3       | 62,4    |
| 23       | Среднесуточная приемистость скв. по пару, т/сут             | 75,8   | 70,9    | 73,3    | 69,6    | 79,8    | 64,7    | 61,73   | 63,3    | 60,5       | 65,6    |
| 24       | Среднесуточная приемистость скв. по воде, м³/сут            | 46,3   | 38,4    | 24,3    | 41      | 23,9    | 35,3    | 34,5    | 34,9    | 34,5       | 27,2    |
| 25       | Ввод новых добывающих скважин, из экспл.бурения,ед.         | 17     | 16      | 42      | 40      | 76      | 87      | 70      | 69      | 33         | 24      |
| 26       | Перевод из нагнетательного фонда под добычу,ед.             | 1      | 2       | 0       | 0       | 0       | 1       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 27       | Ввод новых нагнетательных скважин из эксплуат.бурения ед.   | 3      | 0       | 3       | 2       | 0       | 0       | 0       | 5       | 0          | 5       |
| 28       | в том числе: паронагнетательных                             | 3      | 0       | 3       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 29       | водонагнетательных  | 0      | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 30       | Перевод из добывающего фонда под закачку пара, ед.          | 1      | 9       | 0       | 6       | 0       | 2       | 0       | 0       | 5          | 0       |
| 31       | Перевод из добывающего фонда под закачку воды, ед.          | 0      | 0       | 7       | 0       | 1       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 32       | Фонд добывающих скважин на конец года, ед.                  | 353    | 365     | 406     | 388     | 486     | 459     | 525     | 514     | 587        | 530     |
| 33       | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.      | 344    | 361     | 403     | 384     | 484     | 457     | 523     | 513     | 585        | 529     |
| 34       | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.              | 60     | 63      | 66      | 70      | 67      | 79      | 84      | 92      | 89         | 104     |
| 35       | в т.ч.: водонагнетательных                                  | 14     | 17      | 14      | 15      | 14      | 3       | 6       | 6       | 6          | 7       |
| 36       | паронагнетательных  | 46     | 228     | 52      | 48      | 53      | 101     | 78      | 86      | 83         | 97      |
| 37       | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.  | 60     | 63      | 66      | 70      | 67      | 77      | 82      | 91      | 87         | 102     |
| 38       | в т.ч.: водонагнетательных                                  | 14     | 14      | 14      | 10      | 14      | 6       | 6       | 5       | 6          | 5       |
| 39       | паронагнетательных  | 46     | 49      | 52      | 60      | 53      | 71      | 76      | 86      | 81         | 97      |
| 40       | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.          | 0,95   | 0,96    | 0,95    | 0,99    | 0,95    | 0,96    | 0,95    | 0,96    | 0,95       | 0,96    |
| 41       | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, д.ед.      | 0,95   | 0,94    | 0,95    | 1       | 0,95    | 0,94    | 0,95    | 0,93    | 0,95       | 0,93    |
| 42       | Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.         | 0,97   | 0,99    | 0,99    | 0,97    | 1,00    | 1,00    | 1,00    | 1,00    | 1,00       | 1,00    |
| 43       | Коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.     | 1,00   | 1,00    | 1,00    | 0,96    | 1,00    | 0,97    | 0,98    | 1,00    | 0,98       | 1,00    |

Таблица 3.2.27- Проектные и фактические показатели разработки II объекта Восточного участка

| №<br>п/п | Показатели   | 2016   |         | 2017    |         | 2018    |         | 2019    |         | 01.07.2020 |         |
|----------|--|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|------------|---------|
|          |  | проект | факт    | проект  | факт    | проект  | факт    | проект  | факт    | проект     | факт    |
| 1        | Добыча нефти всего, тыс.т                                    | 384,3  | 343,3   | 348,4   | 345,9   | 339,22  | 302,9   | 290,84  | 283,4   | 141,24     | 126,8   |
| 2        | Накопленная добыча нефти, тыс.т                              | 5753   | 5709,4  | 6059,6  | 6055,3  | 6398,8  | 6358,2  | 6649,1  | 6641,7  | 6790,34    | 6768,5  |
| 3        | Добыча жидкости всего, тыс.т                                 | 2344   | 2378,7  | 2322,6  | 2310,5  | 2277,5  | 2261,4  | 2294,2  | 2159    | 1147,85    | 966,7   |
| 4        | Накопленная добыча жидкости, тыс.т                           | 24928  | 24962,7 | 27287,2 | 27273,2 | 29564,7 | 29534,6 | 31828,8 | 31693,6 | 32976,65   | 32660,3 |
| 5        | Обводненность среднегодовая, %                               | 83,6   | 85,6    | 85,0    | 85,0    | 85,1    | 86,6    | 87,3    | 86,9    | 87,7       | 86,9    |
| 6        | Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти, т/сут                  | 2,9    | 2,5     | 2,51    | 2,5     | 2,42    | 2,2     | 2,17    | 2,1     | 2,03       | 2,1     |
| 7        | Среднесуточный дебит 1 скв. по жидкости, т/сут               | 17,1   | 16,8    | 16,76   | 16,5    | 16,23   | 16,5    | 17,09   | 15,9    | 16,49      | 15,7    |
| 8        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по нефти, т/сут                |        | 2,6     |         | 1,7     |         | 2,1     |         | 1,2     |            | 2,4     |
| 9        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по жидкости, т/сут             |        | 2,9     |         | 12,6    |         | 7,2     |         | 1,7     |            | 4,5     |
| 10       | Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед                    | 0,161  | 0,160   | 0,169   | 0,169   | 0,179   | 0,178   | 0,186   | 0,186   | 0,190      | 0,189   |
| 11       | Темп отбора от нач.утв.изв. запасов, %                       | 3,4    | 3,0     | 3,1     | 3,0     | 3,0     | 2,7     | 2,6     | 2,5     | 1,2        | 1,1     |
| 12       | Темп отбора от тек.утв.изв. запасов, %                       | 6,4    | 5,7     | 6,1     | 6,1     | 6,3     | 5,7     | 5,8     | 5,6     | 3,0        | 2,7     |
| 13       | Отбор от утв.извлекаемых запасов, %                          | 50,5   | 50,1    | 53,1    | 53,1    | 56,1    | 55,8    | 58,3    | 58,3    | 59,6       | 59,4    |
| 14       | Добыча нефтяного газа, млн.м³                                | 4      | 3,40    | 3,693   | 3,70    | 3,596   | 4,20    | 4,064   | 4,50    | 1,9735     | 2,00    |
| 15       | Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³                    | 53     | 51,60   | 55,40   | 55,30   | 59,00   | 59,50   | 63,70   | 64,10   | 65,67      | 66,10   |
| 16       | Газовый фактор, м³/т   | 11,4   | 9,90    | 10,6    | 10,70   | 10,6    | 13,87   | 14,0    | 15,90   | 14,0       | 15,8    |
| 17       | Закачка пара в паронагнетательные скв., тыс.т                | 1381   | 1345,0  | 1075,3  | 1107,0  | 1057,6  | 1076    | 1032,4  | 1102    | 501,85     | 556     |
| 18       | Закачка воды, тыс.м³   | 38     | 42,0    | 213     | 31,0    | 37,2    | 28      | 28,25   | 28      | 14,135     | 12      |
| 19       | Законтурная закачка воды, тыс.м³                             | 2241   | 2561    | 2408    | 2509    | 2270,5  | 2448    | 2436,4  | 2599    | 1181,2     | 1051    |
| 20       | Накопленная закачка воды, тыс.м³                             | 459    | 465     | 495,5   | 496,0   | 526,2   | 524     | 552,2   | 552     | 566,335    | 564     |
| 21       | Накопленная закачка пара, тыс.т                              | 12252  | 12228   | 13303,3 | 13335,0 | 14360,9 | 14411,0 | 15443,3 | 15513,0 | 15945,15   | 16069,0 |
| 22       | Компенсация отбора закачкой текущая, %                       | 63,3   | 58,3    | 77,9    | 49,3    | 63,3    | 48,8    | 48,7    | 52,3    | 45,0       | 58,8    |
| 23       | Компенсация отбора зак тек. с учётом законтурных ВНС скв., % | 130,0  | 166,0   | 159,1   | 157,8   | 147,8   | 157,1   | 152,4   | 172,7   | 147,9      | 167,5   |
| 24       | Среднесуточная приемистость скв. по пару, т/сут              | 42,4   | 49,9    | 33      | 49,6    | 31,8    | 52,9    | 41,11   | 57,5    | 39,97      | 56,4    |
| 25       | Среднесуточная приемистость скв. по воде, м³/сут             | 23,1   | 45,2    | 30,3    | 42,8    | 30,5    | 36      | 39,48   | 38,3    | 39,52      | 40      |
| 26       | Ввод новых добывающих скважин, из экспл. бурения, ед.        | 1      | 1       | 2       | 2       | 0       | 5       | 8       | 6       | 5          | 3       |
| 28       | Перевод из нагнетательного фонда под добычу, ед.             |        | 2       | 0       | 0       | 0       | 1       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 29       | Ввод новых нагнетат. скважин из эксплуат. бурения ед.        | 0      | 0       | 3       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 30       | в том числе: паронагнетательных                              | 0      | 0       | 3       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 31       | водонагнетательных   |        | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 32       | Перевод из добывающего фонда под закачку пара, ед.           | 0      | 9       | 1       | 6       | 2       | 2       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 33       | Перевод из добывающего фонда под закачку воды, ед.           | 0      | 0       | 1       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 34       | Фонд добывающих скважин на конец года, ед.                   | 425    | 403     | 400     | 394     | 399     | 389     | 392     | 385     | 403        | 389     |
| 35       | Действующий фонд добыв. скважин на конец года, ед.           | 423    | 402     | 400     | 393     | 399     | 388     | 391     | 384     | 402        | 388     |
| 36       | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.               | 107    | 104     | 102     | 101     | 104     | 84      | 89      | 90      | 89         | 95      |
| 37       | в т.ч.: водонагнетательных                                   | 7      | 17      | 5       | 15      | 5       | 3       | 3       | 0       | 3          | 2       |
| 38       | паронагнетательных   | 100    | 228     | 97      | 48      | 99      | 101     | 86      | 0       | 86         | 93      |
| 39       | Действующий фонд нагнет. скважин на конец года, ед.          | 104    | 101     | 100     | 101     | 102     | 83      | 88      | 90      | 88         | 95      |
| 40       | в т.ч.: водонагнетательных                                   | 5      | 3       | 3       | 3       | 3       | 2       | 2       | 2       | 2          | 2       |
| 41       | паронагнетательных   | 99     | 98      | 97      | 98      | 99      | 81      | 86      | 88      | 86         | 93      |
| 42       | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.           | 0,95   | 0,985   | 0,95    | 1,00    | 0,95    | 0,98    | 0,95    | 0,98    | 0,95       | 0,98    |
| 43       | Коэффициент эксплуатации нагнетат. скважин, д.ед.            | 0,95   | 0,915   | 0,95    | 1       | 0,95    | 0,874   | 0,95    | 0,88    | 0,95       | 0,88    |
| 44       | Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.          | 1,00   | 1,00    | 1,00    | 0,99    | 1,00    | 1,00    | 1,00    | 1,00    | 1,00       | 1,00    |
| 45       | Коэффициент использования нагнет. скважин, д.ед.             | 0,97   | 0,97    | 0,98    | 0,92    | 0,98    | 0,99    | 0,99    | 1,00    | 0,99       | 1,00    |

Таблица 3.2.28- Проектные и фактические показатели разработки III объекта Восточного участка

| №<br>п/п | Показатели  | 2016   |         | 2017    |         | 2018    |         | 2019    |         | 01.07.2020 |         |
|----------|---|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|------------|---------|
|          |   | проект | факт    | проект  | факт    | проект  | факт    | проект  | факт    | проект     | факт    |
| 1        | Добыча нефти всего, тыс.т                                   | 539,9  | 529,2   | 493,5   | 492,4   | 483,12  | 485,6   | 477,14  | 494,5   | 477,14     | 232,9   |
| 2        | Накопленная добыча нефти, тыс.т                             | 7516   | 7506,9  | 8000,4  | 7999,3  | 8483,5  | 8484,9  | 8962,1  | 8979,5  | 8962,1     | 9212,4  |
| 3        | Добыча жидкости всего, тыс.т                                | 3458   | 3235,9  | 3123,3  | 3114,9  | 3027,9  | 3305,9  | 3393,5  | 3538,9  | 3393,5     | 1603,4  |
| 4        | Накопленная добыча жидкости, тыс.т                          | 31481  | 31256,3 | 34379,5 | 34371,2 | 37407,4 | 37677,1 | 41070,7 | 41216   | 41070,7    | 42819,4 |
| 5        | Обводненность среднегодовая, %                              | 84,4   | 83,6    | 84,2    | 84,2    | 84,0    | 85,3    | 85,9    | 86,0    | 85,9       | 85,5    |
| 6        | Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти, т/сут                 | 4,2    | 3,7     | 3,54    | 3,4     | 3,38    | 3,3     | 3,38    | 3,2     | 3,38       | 3,1     |
| 7        | Среднесуточный дебит 1 скв. по жидкости, т/сут              | 26,8   | 22,9    | 22,39   | 21,9    | 21,16   | 22,5    | 21,16   | 22,6    | 21,16      | 21,4    |
| 8        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по нефти, т/сут               |        | 5,0     |         | 4,6     |         | 3,6     |         | 2,6     |            | 3,4     |
| 9        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по жидкости, т/сут            |        | 9,5     |         | 11,8    |         | 9,3     |         | 11,7    |            | 11,5    |
| 10       | Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед                   | 0,186  | 0,186   | 0,198   | 0,198   | 0,210   | 0,210   | 0,222   | 0,223   | 0,222      | 0,228   |
| 11       | Темп отбора от нач.утв.изв. запасов,%                       | 3,9    | 3,8     | 3,5     | 3,5     | 3,5     | 3,5     | 3,4     | 3,5     | 3,4        | 1,7     |
| 12       | Темп отбора от тек.утв.изв. запасов,%                       | 7,7    | 7,6     | 7,6     | 7,6     | 8,1     | 8,1     | 8,7     | 9,0     | 8,7        | 4,7     |
| 13       | Отбор от утв.извлекаемых запасов,%                          | 53,8   | 53,7    | 57,2    | 57,2    | 60,7    | 60,7    | 64,1    | 64,2    | 64,1       | 65,9    |
| 14       | Добыча нефтяного газа, млн.м³                               | 8      | 6,20    | 5,725   | 5,90    | 5,604   | 7,10    | 6,929   | 8,00    | 6,929      | 3,80    |
| 15       | Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³                   | 74     | 72,20   | 77,90   | 78,10   | 83,50   | 85,20   | 92,00   | 93,00   | 92,00      | 96,80   |
| 16       | Газовый фактор, м³/т  | 15,1   | 11,72   | 11,6    | 11,98   | 11,6    | 14,62   | 14,5    | 16,10   | 14,5       | 16,32   |
| 17       | Закачка пара в паронагнетательные скв., тыс.т               | 1933   | 2157,1  | 2164,5  | 2200,2  | 2184,5  | 2358,9  | 2319,4  | 2206,7  | 2319,4     | 1132,5  |
| 19       | Законтурная закачка воды, тыс.м³                            | 3806   | 3831    | 3256,8  | 3586,7  | 3070,7  | 4546,9  | 4526,4  | 4719,7  | 4526,4     | 2369,9  |
| 21       | Накопленная закачка пара, тыс.т                             | 16424  | 16674   | 18838,7 | 18874,4 | 21023,2 | 21233,3 | 23552,7 | 23440,0 | 23552,7    | 24572,5 |
| 22       | Компенсация отбора закачкой текущая, %                      | 58,6   | 66,7    | 77,9    | 70,6    | 63,3    | 71,4    | 71,8    | 62,4    | 71,8       | 70,6    |
| 23       | Компенсация отбора зак тек. с учётом законтурной закачки, % | 135,4  | 185,1   | 173,6   | 185,8   | 130,0   | 208,9   | 109,6   | 195,7   | 109,6      | 218,4   |
| 24       | Среднесуточная приемистость скв. по пару, т/сут             | 72,7   | 85,9    | 0       | 93,5    | 0       | 96,6    | 45,9    | 90,1    | 45,9       | 85,1    |
| 26       | Ввод новых добывающих скважин, из экспл.бурения,ед.         | 0      | 8       | 22      | 21      | 21      | 26      | 29      | 25      | 29         | 9       |
| 27       | Перевод из нагнетательного фонда под добычу,ед              |        | 2       | 0       | 0       | 0       | 1       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 28       | Ввод новых нагнетательных скважин из эксплуат.бурения ед.   | 0      | 0       | 3       |         | 0       |         | 0       | 2       | 0          | 1       |
| 29       | в том числе: паронагнетательных                             | 0      | 0       | 3       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 1       |
| 30       | водонагнетательных  |        | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 31       | Перевод из добывающего фонда под закачку пара, ед.          | 0      | 9       | 2       | 6       | 14      | 2       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 32       | Перевод из добывающего фонда под закачку воды, ед.          |        | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 33       | Фонд добывающих скважин на конец года, ед.                  | 398    | 397     | 413     | 406     | 418     | 424     | 447     | 445     | 447        | 450     |
| 34       | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.      | 397    | 395     | 411     | 405     | 416     | 424     | 447     | 445     | 447        | 450     |
| 35       | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.              | 81     | 83      | 83      | 86      | 97      | 79      | 84      | 83      | 84         | 89      |
| 36       | в т.ч.: водонагнетательных                                  |        |         | 0       |         | 0       |         | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 37       | паронагнетательных  |        | 83      | 0       | 86      | 0       | 79      | 0       | 83      | 0          | 89      |
| 38       | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.  | 81     | 83      | 83      | 86      | 97      | 79      | 84      | 83      | 84         | 89      |
| 39       | в т.ч.: водонагнетательных                                  |        | 0       | 0       |         | 0       | 0       | 0       | 0       | 0          | 0       |
| 40       | паронагнетательных  |        | 83      | 0       | 86      | 0       | 79      | 0       | 83      | 0          | 89      |
| 41       | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.          | 0,95   | 0,987   | 0,95    | 1,00    | 0,95    | 0,98    | 0,95    | 0,98    | 0,95       | 0,98    |
| 42       | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, д.ед.      | 0,95   | 0,955   | 0,95    | 1       | 0,95    | 0,947   | 0,95    | 0,96    | 0,95       | 0,96    |
| 43       | Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.         | 1,00   | 0,99    | 1,00    | 0,99    | 1,00    | 1,00    | 1,00    | 1,00    | 1,00       | 1,00    |
| 44       | Коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.     | 1,00   | 1,00    | 1,00    | 0,95    | 1,00    | 1,00    | 1,00    | 0,95    | 1,00       | 0,95    |

Таблица 3.2.29- Проектные и фактические показатели разработки I объекта Западного участка

| №<br>п/п | Показатели  | 2016   |           | 2017   |        | 2018   |        | 2019   |       | 01.07.2020 |       |
|----------|---|--------|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|------------|-------|
|          |   | проект | факт      | проект | факт   | проект | факт   | проект | факт  | проект     | факт  |
| 1        | Добыча нефти всего, тыс.т                                   | 51,46  | 58,0      | 81,62  | 82,0   | 94,3   | 86,3   | 89,5   | 78,2  | 44,7       | 34,7  |
| 2        | Накопленная добыча нефти, тыс.т                             | 896,33 | 902,0     | 983,94 | 984,0  | 1078   | 1070,3 | 1160   | 1149  | 1205       | 1184  |
| 3        | Добыча жидкости всего, тыс.т                                | 636,1  | 791,0     | 1103,1 | 1141   | 1138,2 | 1244,0 | 1410,4 | 1326  | 737,15     | 642   |
| 4        | Накопленная добыча жидкости, тыс.т                          | 6002   | 6166,0    | 7268,5 | 7307,0 | 8406,7 | 8551,0 | 9961,2 | 9877  | 10698,4    | 10519 |
| 5        | Обводненность среднегодовая, %                              | 91,9   | 92,7      | 92,6   | 92,8   | 91,7   | 93,1   | 93,7   | 94,1  | 93,9       | 94,6  |
| 6        | Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти, т/сут                 | 1,3    | 1,3       | 1,8    | 1,8    | 1,9    | 1,9    | 1,9    | 1,7   | 1,8        | 1,7   |
| 7        | Среднесуточный дебит 1 скв. по жидкости, т/сут              | 16,6   | 17,4      | 23,8   | 24,6   | 23,3   | 27,3   | 30,2   | 29,7  | 30,1       | 31,1  |
| 8        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по нефти, т/сут               |        | 1,4       |        | 1,9    |        |        |        | 2,2   |            |       |
| 9        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по жидкости, т/сут            |        | 6,1       |        | 6,6    |        |        |        | 21,6  |            |       |
| 10       | Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед                   | 0,064  | 0,065     | 0,070  | 0,070  | 0,077  | 0,077  | 0,083  | 0,082 | 0,086      | 0,085 |
| 11       | Темп отбора от нач.утв.изв. запасов,%                       | 1,5    | 1,7       | 2,4    | 2,4    | 2,7    | 2,5    | 2,6    | 2,3   | 1,3        | 1,0   |
| 12       | Темп отбора от тек.утв.изв. запасов,%                       | 2,0    | 2,2       | 3,2    | 3,2    | 3,8    | 3,5    | 3,8    | 3,3   | 2,0        | 1,5   |
| 13       | Отбор от утв.извлекаемых запасов,%                          | 26,1   | 26,3      | 28,7   | 28,7   | 31,4   | 31,2   | 33,8   | 33,5  | 35,1       | 34,5  |
| 14       | Добыча нефтяного газа, млн.м³                               | 1,379  | 1,53      | 1,943  | 1,90   | 2,2    | 1,8    | 1,9    | 2,6   | 0,9        | 1,3   |
| 15       | Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³                   | 9,98   | 10,2      | 12,09  | 12,10  | 14,3   | 13,9   | 15,8   | 16,5  | 16,7       | 17,8  |
| 16       | Газовый фактор, м³/т  | 26,8   | 26,4      | 23,8   | 23,2   | 2,3    | 20,9   | 20,9   | 33,2  | 20,9       | 37,5  |
| 17       | Закачка пара в паронагнетательные скв., тыс.т               | 0      | 81        | 187,7  | 190    | 214,6  | 144,0  | 214,6  | 130   | 72,0       | 48    |
| 18       | Закачка воды, тыс.м³  | 337,5  | 322       | 317,06 | 309,00 | 377    | 302,0  | 307    | 315   | 154,2      | 173   |
| 19       | Накопленная закачка воды, тыс.м³                            | 1007,1 | 992       | 1309,6 | 1301,0 | 1686,1 | 1603,0 | 1686,1 | 1919  | 1840,3     | 2092  |
| 20       | Накопленная закачка пара, тыс.т                             | 0      | 97        | 284,6  | 287,0  | 499,2  | 431,0  | 575,0  | 561   | 647,0      | 609   |
| 21       | Компенсация отбора закачкой текущая, %                      | 56,3   | 50,948167 | 0,0    | 43,7   | 100,0  | 35,9   | 37,0   | 33,6  | 30,7       | 34,3  |
| 22       | Компенсация отбора зак тек. с учётом законтурной закачки, % | 56,3   | 51,0      | 0      | 43,7   | 100,0  | 35,9   | 37,0   | 33,6  | 30,7       | 34,3  |
| 23       | Среднесуточная приемистость скв. по пару, т/сут             | 0      | 130,8     | 0      | 65,5   | 0      | 77,9   | 70,16  | 75,9  | 70,2       | 67,4  |
| 24       | Среднесуточная приемистость скв. по воде, м³/сут            | 34,2   | 51,7      | 0      | 32,7   | 0      | 60,7   | 63,6   | 61,2  | 63,9       | 61,7  |
| 25       | Ввод новых добывающих скважин, из экспл.бурения,ед.         | 5      | 2         | 6      | 5      | 0      |        | 4      | 3     | 0          | 0     |
| 27       | Перевод из нагнетательного фонда под добычу,ед              | 0      | 0         | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 0          | 0     |
| 28       | Ввод новых нагнетательных скважин из эксплуат.бурения ед.   | 0      | 0         | 0      |        | 0      |        | 0      | 0     | 0          | 0     |
| 29       | в том числе:паронагнетательных                              | 0      | 0         | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 0          | 0     |
| 30       | водонагнетательных  | 0      | 0         | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 0          | 0     |
| 31       | Перевод из добывающего фонда под закачку пара, ед.          | 0      | 0         | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 0          | 0     |
| 32       | Перевод из добывающего фонда под закачку воды, ед.          | 8      | 0         | 0      | 0      | 1      | 3      | 0      | 0     | 0          | 0     |
| 33       | Фонд добывающих скважин на конец года, ед.                  | 120    | 127       | 134    | 131    | 141    | 130    | 137    | 127   | 139        | 126   |
| 34       | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.      | 120    | 127       | 134    | 131    | 141    | 130    | 137    | 127   | 139        | 126   |
| 35       | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.              | 30     | 19        | 19     | 20     | 20     | 20     | 20     | 20    | 20         | 20    |
| 36       | в т.ч.: водонагнетательных                                  | 30     | 17        | 17     | 14     | 14     | 14     | 14     | 16    | 16         | 16    |
| 37       | паронагнетательных  | 0      | 2         | 2      | 6      | 6      | 6      | 6      | 4     | 4          | 4     |
| 38       | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.  | 30     | 19        | 19     | 20     | 20     | 20     | 20     | 20    | 20         | 20    |
| 39       | в т.ч.: водонагнетательных                                  | 30     | 17        | 17     | 14     | 14     | 14     | 14     | 16    | 16         | 16    |
| 40       | паронагнетательных  | 0      | 2         | 2      | 6      | 6      | 6      | 6      | 4     | 4          | 4     |
| 41       | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.          | 0,95   | 0,99      | 0,95   | 1      | 0,95   | 0,97   | 0,95   | 0,97  | 0,95       | 0,97  |
| 42       | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, д.ед.      | 0,95   | 0,95      | 0,95   | 1      | 0,95   | 0,84   | 0,95   | 0,91  | 0,95       | 0,91  |
| 43       | Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.         | 1,0    | 1         | 1,0    | 1,0    | 1,0    | 1,0    | 1,0    | 1,00  | 1,0        | 1,00  |
| 44       | Коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.     | 1,0    | 1,00      | 0,0    | 0,9    | 1,0    | 1,0    | 1,0    | 1,00  | 1,0        | 1,00  |



Таблица 3.2.30- Проектные и фактические показатели разработки II объекта Западного участка

| №<br>п/п | Показатели  | 2016   |        | 2017   |        | 2018   |        | 2019   |        | 01.07.2020 |        |
|----------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------------|--------|
|          |   | проект | факт   | проект | факт   | проект | факт   | проект | факт   | проект     | факт   |
| 1        | Добыча нефти всего, тыс.т                                   | 19,59  | 11,7   | 13,6   | 13,8   | 11,14  | 14,5   | 13,68  | 14,0   | 6,255      | 5,1    |
| 2        | Накопленная добыча нефти, тыс.т                             | 235,78 | 227,7  | 241    | 241,5  | 252,43 | 256,0  | 269,67 | 270,0  | 275,925    | 275,1  |
| 3        | Добыча жидкости всего, тыс.т                                | 209,5  | 150,8  | 183,7  | 181,1  | 183,7  | 221,1  | 211,5  | 239,6  | 108,2      | 90,4   |
| 4        | Накопленная добыча жидкости, тыс.т                          | 1746,1 | 1688,6 | 1872,3 | 1869,7 | 2056   | 2090,8 | 2302,3 | 2330,5 | 2410,5     | 2420,9 |
| 5        | Обводненность среднегодовая, %                              | 90,6   | 92,3   | 92,6   | 92,4   | 93,9   | 93,4   | 93,5   | 94,2   | 94,2       | 94,4   |
| 6        | Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти, т/сут                 | 2,1    | 1,3    | 1,3    | 1,3    | 1,2    | 1,3    | 1,6    | 1,3    | 1,5        | 1,2    |
| 7        | Среднесуточный дебит 1 скв. по жидкости, т/сут              | 22,9   | 15,8   | 17,7   | 17,1   | 20,5   | 20,3   | 24,2   | 22,5   | 26,3       | 21,5   |
| 8        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по нефти, т/сут               |        | 1,7    |        | 2,8    |        |        |        |        |            |        |
| 9        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по жидкости, т/сут            |        | 8,1    |        | 6,8    |        |        |        |        |            |        |
| 10       | Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед                   | 0,041  | 0,040  | 0,042  | 0,042  | 0,044  | 0,045  | 0,047  | 0,047  | 0,048      | 0,048  |
| 11       | Темп отбора от нач.утв.изв. запасов,%                       | 1,08   | 0,64   | 0,75   | 0,76   | 0,61   | 0,80   | 0,75   | 0,77   | 0,34       | 0,28   |
| 12       | Темп отбора от тек.утв.изв. запасов,%                       | 1,22   | 0,73   | 0,86   | 0,87   | 0,71   | 0,92   | 0,88   | 0,89   | 0,40       | 0,33   |
| 13       | Отбор от утв.извлекаемых запасов,%                          | 13,0   | 12,5   | 13,3   | 13,3   | 13,9   | 14,1   | 14,8   | 14,8   | 15,2       | 15,1   |
| 14       | Добыча нефтяного газа, млн.м³                               | 0,53   | 0,31   | 0,32   | 0,3    | 0,27   | 0,3    | 0,29   | 0,5    | 0,13       | 0,2    |
| 15       | Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³                   | 2,7    | 2,4    | 2,7    | 2,7    | 3,0    | 3,0    | 3,3    | 3,5    | 3,5        | 3,7    |
| 16       | Газовый фактор, м³/т  | 26,8   | 26,5   | 23,8   | 23,2   | 23,8   | 20,8   | 20,8   | 33,5   | 20,8       | 38,5   |
| 17       | Закачка воды, тыс.м³  | 0      | 3,0    | 8,5    | 9,0    | 8,8    | 17,2   | 17,2   | 20     | 10,2       | 9      |
| 18       | Законтурная закачка воды, тыс.м³                            | 0      | 0      | 0      |        | 0      | 175,7  | 217,69 | 795    | 105,535    | 538    |
| 19       | Накопленная закачка воды, тыс.м³                            | 0      | 3,0    | 11,8   | 12,0   | 20,6   | 29,2   | 46,3   | 49     | 151,835    | 58     |
| 20       | Компенсация отбора закачкой текущая, %                      | 0,0    | 2,0    | 100,0  | 5,0    | 56,3   | 7,8    | 8,7    | 8,3    | 9,4        | 10,1   |
| 21       | Компенсация отбора зак тек. с учётом законтурной закачки, % | 0      | 2,0    | 100,0  | 5,0    | 56,3   | 87,2   | 41,5   | 340    | 107        | 605    |
| 22       | Среднесуточная приемистость скв. по воде, м³/сут            | 0      | 24,2   | 0      | 25,1   | 0      | 31     | 30,21  | 27,5   | 35,7       | 25,1   |
| 23       | Ввод новых добывающих скважин, из экспл.бурения,ед.         | 11     | 7      | 2      | 2      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0          | 0      |
| 24       | в том числе:горизонтальные,ед                               | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0          | 0      |
| 25       | Перевод из нагнетательного фонда под добычу,ед              | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0          | 0      |
| 26       | Ввод новых нагнет скважин из эксплуат.бурения ед.           | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 2      | 0      | 0      | 0          | 0      |
| 27       | в том числе:паронагнетательных                              | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0          | 0      |
| 28       | водонагнетательных  | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0          | 0      |
| 29       | Перевод из добывающего фонда под закачку пара, ед.          | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0          | 0      |
| 30       | Перевод из добывающего фонда под закачку воды, ед.          | 0      | 0      | 0      | 3      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0          | 0      |
| 31       | Фонд добывающих скважин на конец года, ед.                  | 33     | 31     | 32     | 31     | 27     | 29     | 26     | 30     | 25         | 29     |
| 32       | Действующий фонд добыв скважин на конец года, ед.           | 33     | 31     | 32     | 31     | 27     | 29     | 26     | 30     | 25         | 29     |
| 33       | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.              | 0      | 1      | 1      | 1      | 1      | 2      | 2      | 2      | 2          | 2      |
| 34       | в т.ч.: водонагнетательных                                  | 0      | 1      | 1      | 0      | 1      | 17     | 2      | 2      | 2          | 2      |
| 35       | паронагнетательных  | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 2      | 0      | 0      | 0          | 0      |
| 36       | Действующий фонд нагнет скважин на конец года, ед.          | 0      | 1      | 1      | 1      | 1      | 2      | 2      | 2      | 2          | 2      |
| 37       | в т.ч.: водонагнетательных                                  | 0      | 1      | 0      | 1      | 1      | 2      | 2      | 2      | 2          | 2      |
| 38       | паронагнетательных  | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0          | 0      |
| 39       | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.          | 0,95   | 0,98   | 0,95   | 1,00   | 0,95   | 0,98   | 0,95   | 0,98   | 0,95       | 0,90   |
| 40       | Коэффициент эксплуатации нагнет скважин, д.ед.              | 0,95   | 0,97   | 0,95   | 1,00   | 0,95   | 0,91   | 0,95   | 1,00   | 0,95       | 1,00   |
| 41       | Коэффициент использования добыв скважин, д.ед.              | 1,00   | 0,96   | 1,00   | 0,98   | 1,00   | 1,00   | 1,00   | 1,00   | 1,00       | 1,00   |
| 42       | Коэффициент использования нагнет скважин, д.ед.             | 0,00   | 0,80   | 1,00   | 1,00   | 1,00   | 1,00   | 1,00   | 1,00   | 1,00       | 1,00   |

Таблица 3.2.31- Проектные и фактические показатели разработки III объекта Западного участка

| №<br>п/п | Показатели  | 2016   |         | 2017   |         | 2018   |        | 2019   |        | 01.07.2020 |        |
|----------|---|--------|---------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|------------|--------|
|          |   | проект | факт    | проект | факт    | проект | факт   | проект | факт   | проект     | факт   |
| 1        | Добыча нефти всего, тыс.т                                   | 92,5   | 76,7    | 87,17  | 88,3    | 79,13  | 96,9   | 101,33 | 92,0   | 49,63      | 41,5   |
| 2        | Накопленная добыча нефти, тыс.т                             | 795    | 795,6   | 882,8  | 883,9   | 962,5  | 980,8  | 1082,1 | 1072,8 | 1131,73    | 1114,3 |
| 3        | Добыча жидкости всего, тыс.т                                | 464,8  | 525,6   | 670,5  | 684,7   | 717,1  | 835,1  | 911,8  | 934,1  | 459,95     | 449,2  |
| 4        | Накопленная добыча жидкости, тыс.т                          | 2784,9 | 2880,10 | 3550,6 | 3564,8  | 4267,7 | 4399,9 | 5311,7 | 5334,0 | 5771,65    | 5783,2 |
| 5        | Обводненность среднегодовая, %                              | 80,1   | 85,4    | 87,0   | 87,1    | 88,9   | 88,4   | 88,9   | 90,2   | 89,2       | 90,8   |
| 6        | Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти, т/сут                 | 2,67   | 2,0     | 2,17   | 2,4     | 2,04   | 2,3    | 2,48   | 2,2    | 2,43       | 2,1    |
| 7        | Среднесуточный дебит 1 скв. по жидкости, т/сут              | 13,4   | 12,9    | 16,66  | 17,7    | 18,35  | 19,6   | 22,33  | 21,9   | 22,56      | 22,6   |
| 8        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по нефти, т/сут               |        | 2,4     |        | 1,6     |        | 4,5    |        | 1,0    |            |        |
| 9        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по жидкости, т/сут            |        | 4,6     |        | 1,9     |        | 7,3    |        | 11,8   |            |        |
| 10       | Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед                   | 0,050  | 0,050   | 0,056  | 0,056   | 0,061  | 0,062  | 0,069  | 0,068  | 0,072      | 0,071  |
| 11       | Темп отбора от нач.утв.изв. запасов,%                       | 1,7    | 1,4     | 1,6    | 1,6     | 1,4    | 1,8    | 1,9    | 1,7    | 0,9        | 0,8    |
| 12       | Темп отбора от тек.утв.изв. запасов,%                       | 1,9    | 1,6     | 1,9    | 1,9     | 1,7    | 2,1    | 2,3    | 2,1    | 1,1        | 0,9    |
| 13       | Отбор от утв.извлекаемых запасов,%                          | 14,5   | 14,6    | 16,2   | 16,2    | 17,6   | 18,0   | 19,8   | 19,6   | 20,7       | 20,4   |
| 14       | Добыча нефтяного газа, млн.м³                               | 2,5    | 2,0     | 2,08   | 2,0     | 1,91   | 2,0    | 2,12   | 3,1    | 1,04       | 1,6    |
| 15       | Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м³                   | 10,8   | 10,5    | 12,569 | 12,5    | 14,475 | 14,6   | 16,68  | 17,6   | 17,72      | 19,2   |
| 16       | Газовый фактор, м³/т  | 2,3    | 26,6    | 23,9   | 23,2    | 24,1   | 20,9   | 20,9   | 33,4   | 20,9       | 38,6   |
| 17       | Закачка пара в паронагнетательные скв., тыс.т               |        |         |        |         |        |        |        | 54,7   |            | 47,5   |
| 18       | Закачка воды, тыс.м³  | 446    | 473,4   | 527,6  | 523,3   | 611,2  | 498,50 | 518,1  | 449,70 | 261,2      | 210,40 |
| 19       | Законтурная закачка сточной воды, тыс.м³                    |        |         |        |         |        |        | 27,01  | 159,9  | 13,095     | 111    |
| 20       | Накопленная закачка воды, тыс.м³                            | 1273,5 | 1300,1  | 1835,9 | 1823,50 | 2447   | 2322,0 | 2840,1 | 2771,6 | 3101,3     | 2982,0 |
| 21       | Накопленная закачка пара, тыс.т                             | 8,2    | 8,2     | 8,2    | 8,2     | 8,2    | 8,2    | 0,0    | 62,9   | 0,0        | 110,4  |
| 22       | Компенсация отбора закачкой текущая, %                      | 100,0  | 90,1    | 56,3   | 76,4    | 90,0   | 59,7   | 60,0   | 54,0   | 60,0       | 57,4   |
| 23       | Компенсация отбора зак тек. с учётом законтурной закачки, % | 100,0  | 90,1    | 56,3   | 76,4    | 90     | 59,7   | 60,9   | 71,1   | 60,9       | 82,1   |
| 24       | Среднесуточная приемистость скв. по пару, т/сут             |        |         |        |         |        |        |        | 104,7  |            | 132    |
| 25       | Среднесуточная приемистость скв. по воде, м³/сут            | 38,8   | 50,2    | 0      | 49,3    | 0      | 51,7   | 51,9   | 49,3   | 53,44      | 47,9   |
| 26       | Ввод новых добывающих скважин, из экспл.бурения,ед.         | 8      | 6       | 3      | 2,0     | 0      | 1      | 1      | 2      | 1          | 0      |
| 27       | в том числе:горизонтальные,ед                               | 0      | 0       | 0      | 0,0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0          | 0      |
| 28       | Перевод из нагнетательного фонда под добычу,ед              | 0      | 0       | 0      | 0,0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0          | 0      |
| 29       | Ввод новых нагнетательных скважин из эксплуат.бурения ед.   | 0      | 0       | 0      |         | 0      | 1      | 0      | 2      | 0          | 0      |
| 30       | в том числе:паронагнетательных                              | 0      | 0       | 0      | 0       | 0      | 0      | 0      | 0      | 0          | 0      |
| 31       | водонагнетательных  | 0      | 0       | 0      | 0       | 0      | 0      | 0      | 0      | 0          | 0      |
| 32       | Перевод из добывающего фонда под закачку пара, ед.          | 0      | 0       | 0      | 0       | 0      | 0      | 0      | 0      | 0          | 0      |
| 33       | Перевод из добывающего фонда под закачку воды, ед.          | 6      | 3       | 0      | 0       | 2      | 0      | 0      | 0      | 0          | 0      |
| 34       | Фонд добывающих скважин на конец года, ед.                  | 110    | 116     | 119    | 118     | 115    | 119    | 120    | 120    | 120        | 119    |
| 35       | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.      | 110    | 116     | 119    | 118     | 115    | 119    | 120    | 120    | 120        | 119    |
| 36       | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.              | 35     | 27      | 27     | 27      | 29     | 27     | 27     | 28     | 27         | 29     |
| 37       | в т.ч.: водонагнетательных                                  | 35     | 27      | 0      | 27      | 0      | 27     | 27     | 25     | 27         | 27     |
| 38       | паронагнетательных  | 0      | 0       | 0      | 0       | 0      | 0      | 0      | 3      | 0          | 2      |
| 39       | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.  | 35     | 27      | 27     | 27      | 29     | 27     | 27     | 28     | 27         | 29     |
| 40       | в т.ч.: водонагнетательных                                  | 35     | 27      | 0      | 27      | 0      | 27     | 0      | 25     | 0          | 27     |
| 41       | паронагнетательных  | 0      | 0       | 0      |         | 0      | 0      | 0      | 3      | 0          | 2      |
| 42       | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.          | 0,95   | 0,99    | 0,95   | 1,00    | 0,95   | 0,98   | 0,95   | 0,98   | 0,95       | 0,95   |
| 43       | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, д.ед.      | 0,95   | 0,99    | 0,95   | 1,00    | 0,95   | 0,98   | 0,95   | 0,97   | 0,95       | 0,97   |
| 44       | Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.         | 1,00   | 1,00    | 1,00   | 0,98    | 1,00   | 1,00   | 1,00   | 1,00   | 1,00       | 1,00   |
| 45       | Коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.     | 1,00   | 1,00    | 1,00   | 0,99    | 0,00   | 1,00   | 0,00   | 1,00   | 0,00       | 1,00   |

Таблица 3.2.32- Проектные и фактические показатели разработки I объекта Северного участка

| №<br>п/п | Показатели  | 2016   |        | 2017   |        | 2018   |        | 2019   |       | 01.07.2020 |        |
|----------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|------------|--------|
|          |   | проект | факт   | проект | факт   | проект | факт   | проект | факт  | проект     | факт   |
| 1        | Добыча нефти всего, тыс.т                                     | 137,32 | 124,0  | 114,1  | 115    | 108,55 | 107,46 | 99,21  | 96,3  | 45,77      | 46,23  |
| 2        | Накопленная добыча нефти, тыс.т                               | 1490,9 | 1476,0 | 1589,7 | 1591,0 | 1698,2 | 1698,5 | 1796,9 | 1794  | 1842,67    | 1840   |
| 3        | Добыча жидкости всего, тыс.т                                  | 1101,5 | 961,0  | 898,4  | 915    | 884,7  | 955    | 968    | 829   | 467,25     | 409,3  |
| 4        | Накопленная добыча жидкости, тыс.т                            | 6667,7 | 6530,0 | 7428,6 | 7445,0 | 8313,3 | 8400,0 | 9368,8 | 9230  | 9836,05    | 9639   |
| 5        | Обводненность среднегодовая, %                                | 87,5   | 87,1   | 87,3   | 87,4   | 87,7   | 88,7   | 89,8   | 88,4  | 90,2       | 88,7   |
| 6        | Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти, т/сут                   | 2,95   | 2,6    | 2,12   | 2,2    | 1,96   | 2,1    | 1,92   | 1,9   | 1,74       | 1,8    |
| 7        | Среднесуточный дебит 1 скв. по жидкости, т/сут                | 23,6   | 19,6   | 16,7   | 16,7   | 15,9   | 18,2   | 18,7   | 16,3  | 17,7       | 16,4   |
| 8        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по нефти, т/сут                 |        | 3,0    |        | 2,5    |        | 2,8    |        |       |            | 2,6    |
| 9        | Среднесут. дебит 1 новой скв. по жидкости, т/сут              |        | 11,6   |        | 7,7    |        | 5      |        |       |            | 7      |
| 10       | Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед                     | 0,106  | 0,105  | 0,113  | 0,113  | 0,120  | 0,120  | 0,127  | 0,127 | 0,131      | 0,130  |
| 11       | Темп отбора от нач.утв.изв. запасов, %                        | 4,0    | 3,6    | 3,3    | 3,3    | 3,1    | 3,1    | 2,9    | 2,8   | 1,3        | 1,3    |
| 12       | Темп отбора от тек.утв.изв. запасов, %                        | 6,5    | 5,9    | 5,7    | 5,8    | 5,8    | 5,7    | 5,6    | 5,4   | 2,7        | 2,8    |
| 13       | Отбор от утв.извлекаемых запасов, %                           | 43,0   | 42,5   | 45,8   | 45,9   | 49,0   | 49,0   | 51,8   | 51,7  | 53,1       | 53,0   |
| 14       | Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>                     | 5,04   | 5,2    | 3,275  | 3,9    | 3,115  | 4,7    | 4,35   | 4,4   | 2,01       | 2,7    |
| 15       | Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>         | 21,8   | 22,00  | 25,3   | 25,9   | 28,4   | 30,6   | 34,9   | 35,0  | 36,91      | 37,7   |
| 16       | Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т                             | 36,7   | 42,0   | 28,7   | 34,0   | 28,7   | 44,0   | 43,8   | 46    | 43,8       | 57,4   |
| 17       | Закачка пара в паронагнетательные скв., тыс.т                 | 620,8  | 462,9  | 479,6  | 501,6  | 446,6  | 523,8  | 484,4  | 337,1 | 223,7      | 130,9  |
| 18       | Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>                              | 0      | 97,8   | 0      | 13,0   | 0      | 0,0    |        | 68    |            | 103    |
| 20       | Накопленная закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>                  |        | 97,8   |        | 110,8  |        | 110,8  |        | 178   |            | 281    |
| 21       | Накопленная закачка пара, тыс.т                               | 2702,3 | 2549,6 | 3127   | 3051,2 | 3573,6 | 3575,0 | 4170,3 | 3912  | 4394,0     | 4042,9 |
| 22       | Компенсация отбора закачкой текущая, %                        | 59,4   | 58,3   | 56,2   | 56,2   | 53,2   | 54,8   | 52,9   | 48,8  | 47,9       | 57,0   |
| 23       | Компенсация отбора зак тек. с учётом законтурной закачки, %   | 59,4   | 58,3   | 56,2   | 56,2   | 53,2   | 54,8   | 50,0   | 89,5  | 47,9       | 139,4  |
| 24       | Среднесуточная приемистость скв. по пару, т/сут               | 82,2   | 88,7   | 57,6   | 95,8   | 53,7   | 95,9   | 86,7   | 104,5 | 80,1       | 97,5   |
| 25       | Среднесуточная приемистость скв. по воде, м <sup>3</sup> /сут | 0      | 62,8   | 0      | 37,7   | 0      |        |        | 59,9  |            | 62,6   |
| 26       | Ввод новых добывающих скважин, из экпл.бурения, ед.           | 7      | 7      | 21     | 23     | 2      | 2      | 2      | 0     | 5          | 10     |
| 27       | в том числе: горизонтальные, ед.                              | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 0          | 0      |
| 28       | Перевод из нагнетательного фонда под добычу, ед.              | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 0          | 0      |
| 29       | Ввод новых нагнетательных скважин из экпл. бурения, ед.       | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 0          | 0      |
| 30       | в том числе: паронагнетательных                               | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 0          | 0      |
| 31       | водонагнетательных  | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 0          | 0      |
| 32       | Перевод из добывающего фонда под закачку пара, ед.            | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 0          | 0      |
| 33       | Перевод из добывающего фонда под закачку воды, ед.            | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 0          | 0      |
| 34       | Фонд добывающих скважин на конец года, ед.                    | 145    | 146    | 164    | 163    | 166    | 154    | 156    | 152   | 161        | 166    |
| 35       | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.        | 145    | 143    | 164    | 162    | 166    | 151    | 153    | 147   | 158        | 161    |
| 36       | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.                | 23     | 21     | 24     | 23     | 24     | 17     | 17     | 24    | 17         | 23     |
| 37       | в т.ч.: водонагнетательных                                    | 0      | 6      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 0          | 9      |
| 38       | паронагнетательных  | 23     | 15     | 0      | 23     | 0      | 17     | 0      | 0     | 17         | 14     |
| 39       | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.    | 23     | 21     | 24     | 23     | 24     | 17     | 17     | 23    | 17         | 23     |
| 40       | в т.ч.: водонагнетательных                                    | 0      | 6      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 10    | 0          | 9      |
| 41       | паронагнетательных  | 23     | 15     | 0      | 23     | 0      | 17     | 0      | 13    | 17         | 14     |
| 42       | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.            | 0,95   | 0,97   | 0,95   | 0,99   | 0,95   | 0,96   | 0,95   | 0,96  | 0,95       | 0,93   |
| 43       | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, д.ед.        | 0,95   | 0,96   | 0,95   | 1,00   | 0,95   | 0,95   | 0,95   | 0,87  | 0,95       | 0,87   |
| 44       | Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.           | 1,00   | 0,98   | 1,00   | 0,96   | 1,00   | 0,98   | 0,98   | 0,97  | 0,98       | 0,97   |
| 45       | Коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.       | 1,00   | 1,00   | 1,00   | 0,88   | 1,00   | 1,00   | 0,00   | 0,96  | 1,00       | 1,00   |

### 3.2.3 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Последний пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Каражанбас был выполнен по состоянию на 02.01.2020 г. Начальные геологические и извлекаемые запасы нефти были утверждены в 2021 году в ГКЗ РК (протокол ГКЗ РК № 781-08-У от 24.12.2008 г).

Для определения количества потенциальных извлекаемых запасов нефти из пластов эксплуатационных объектов по состоянию на 01.07.2020 г. и величины остаточных запасов при существующей системе и технологии разработки были построены характеристики накопления по методике В.Д. Лысенко - зависимость удельного месячного отбора нефти и жидкости на одну пробуренную скважину от их накопленных объемов к середине рассматриваемого периода по объектам и участкам месторождения Каражанбас (рис 3.2.17, 3.2.21-3.2.23). Для проверки достоверности результатов, полученных по методике В.Д. Лысенко, были построены и проанализированы характеристики вытеснения по различным эмпирическим методам, анализ результатов которых показал хорошую сходимость. В результате были использованы методы В.Д. Лысенко, С.Н. Назарова, Г.С. Камбарова, А.В. Копытова, Пирвердяна А.М и Сипачева-Пасевича, основанные на промысловых данных, учитывающие закономерность изменения текущей и накопленной добычи нефти или обводнения залежей в процессе их эксплуатации. Эти методы позволили определить величины вовлеченных запасов нефти при существующих условиях эксплуатации скважин путем экстраполяции до предельных рентабельных дебитов и обводненности продукции. Значения вовлеченных в активную разработку запасов нефти, определенных по 6-ти выбранным методикам в целом по месторождению, по объектам и участкам, представлены на рисунках 3.2.18-3.2.20 и в таблице 3.2.33. Экстраполяция участка кривой зависимости удельного месячного отбора нефти на скважину от суммарного отбора (метод Лысенко В.Д.) показала значение вовлеченных запасов нефти по месторождению - на уровне 75,7 млн.т. Прогнозные извлекаемые запасы нефти по методу Камбарова Г.С. в зависимости накопленной добычи нефти от величины обратно пропорциональной суммарному отбору жидкости составили 63,9 млн.т. Вовлеченные в активную разработку запасы нефти по методике С.Н. Назарова и методике Пирвердяна А.М. (зависимость отношения суммарной добычи жидкости и нефти от накопленной добычи воды) оцениваются на уровне 80,3 млн.т и 80,4 млн.т. соответственно. Значение вовлеченных запасов по методу Копытова А.В. (зависимость накопленной нефти от времени эксплуатации) – 87,8 млн.т, по методу Сипачева-Пасевича (зависимость жидкостно-нефтяного фактора (Рж) от суммарного отбора жидкости (Qж) – 87,079 млн.т.

Таким образом, величины вовлеченных в активную разработку запасов нефти по



рассмотренным методам варьируют от 63,9 до 87,8 млн. т, коэффициенты корреляции в целом достаточно высокие. В связи с этим, вовлеченные запасы по объектам и месторождению в целом приняты как средние по данным методикам – 79,201 млн.т, (таблица 3.2.34).

В таблице 3.2.33 приведены показатели выработки запасов на участках, объектах и месторождению в целом. Потенциальный коэффициент извлечения нефти при существующей системе и технологиях разработки составил 25,5% при утвержденном 30,8%. На рисунке 3.2.18 приведены отбор от утвержденных извлекаемых запасов по объектам, участкам и месторождению в целом на 01.07.2020 г. и средняя обводненность пластов. Как видно, наибольший отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти наблюдается по центральному участку II-го объекта – 75,4%, при этом пласты данного участка в настоящее время обводнены в среднем на 96%. Наименьший отбор от извлекаемых запасов отмечен на западных участках всех трех объектов, составляя 38,4%, 34,7% и 45,9% соответственно при средней текущей обводненности пластов 95%, 94% и 91%. Отбор от извлекаемых запасов центрального участка IV-го объекта составляет всего 4,6% при обводненности 21%.

Из рисунка 3.2.19 можно оценить разницу между вовлеченными и утвержденными извлекаемыми запасами эксплуатационных объектов и участков. Видно, что наибольшие объемы недововлеченных запасов нефти отмечаются в Западной части и на I объекте Восточной части месторождения. Также на IV объекте Центрального участка недововлечено 92,1% запасов нефти.

Наибольшие вовлеченные запасы наблюдаются в восточной части II и III объектов и в центральной части I, II и III объектов месторождения.

Таким образом, при утвержденном КИН, равном 0,308 д.ед. для объектов месторождения Каражанбас на настоящем этапе разработки месторождения не вовлечено в активную разработку 16,496 млн. т нефти.

**Выводы:**

- *Отбор от извлекаемых запасов в целом по месторождению составил 57,1%, наибольший - по центральному участку II-го объекта (75,4%), наименьший - на западных участках всех трех объектов и центральном участке IV-го объекта.*
- *Потенциальный коэффициент извлечения нефти при существующей системе и технологиях разработки составил 25,5% при утвержденном 30,8%.*
- *На настоящем этапе разработки месторождения не вовлечено в активную разработку 16,496 млн. т нефти. Максимальный не вовлеченный объем характерен для западной части и для IV объекта Центральной части месторождения..*



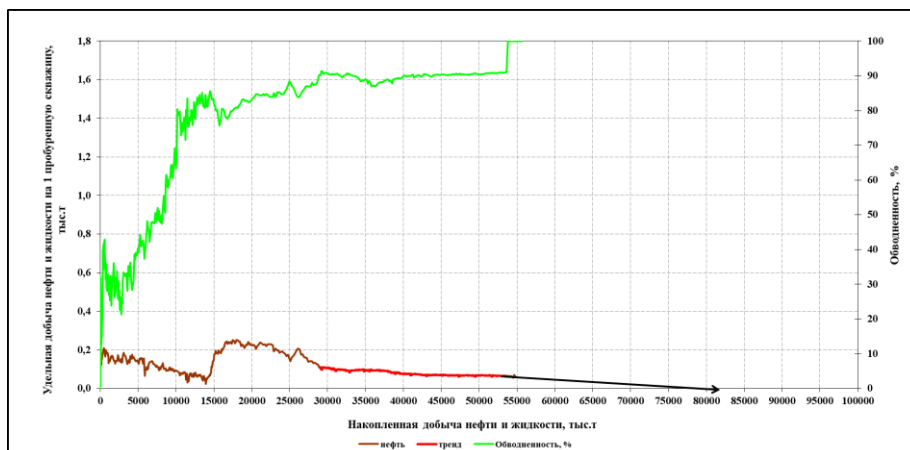


Рисунок 3.2.17 - Зависимость удельной месячной добычи нефти и жидкости от накопленных отборов в целом по месторождению на 01.07.2020 г

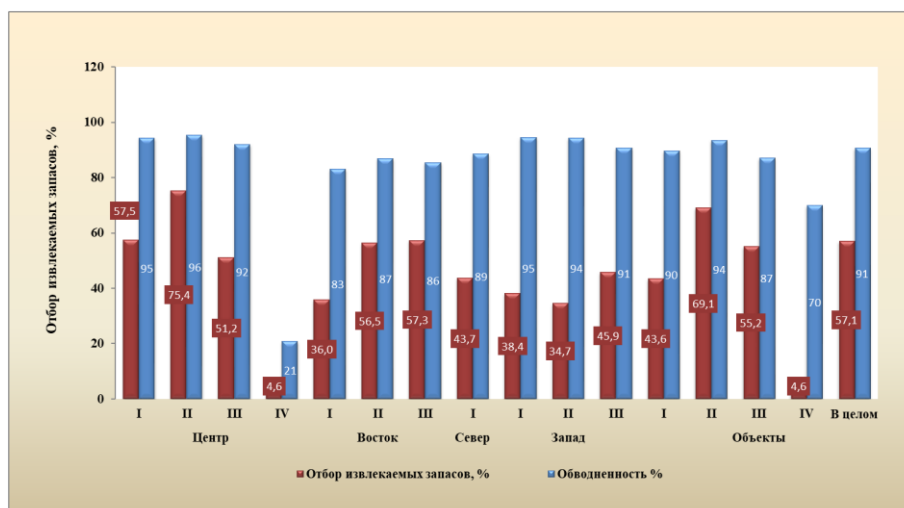


Рисунок 3.2.18 - Обводненность и отбор от утвержденных извлекаемых запасов по объектам, участкам и в целом по месторождению на 01.07.2020г.



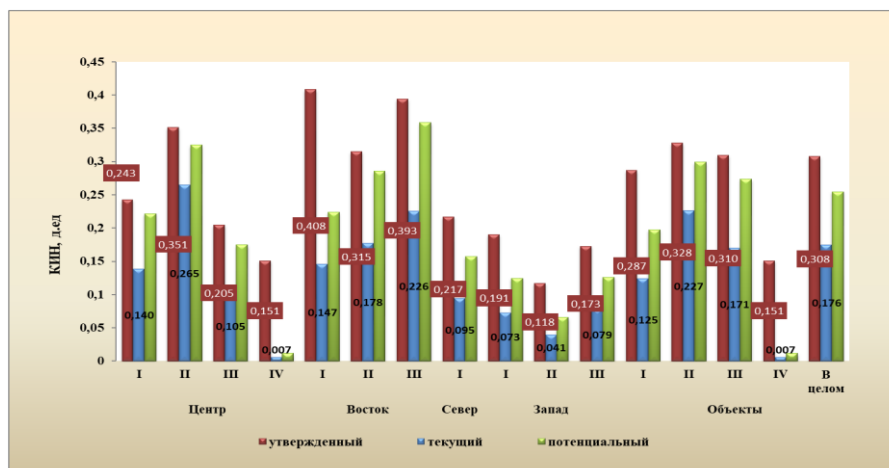


Рисунок 3.2.19 – Сравнение текущего, утвержденного и потенциальных КИН по участкам месторождения.

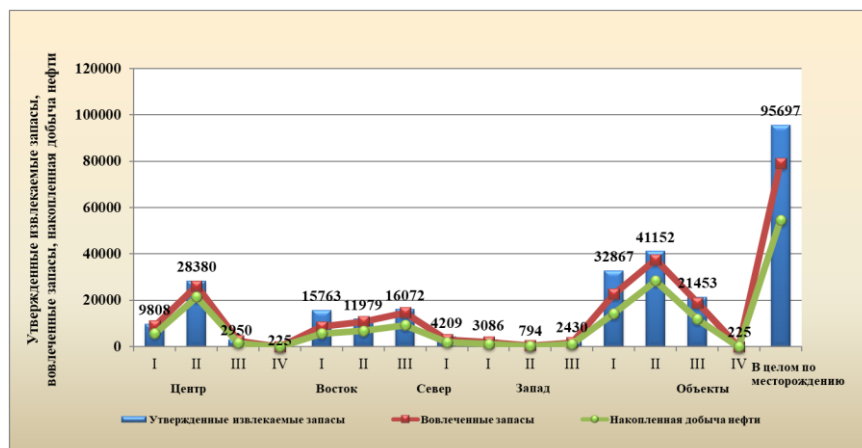


Рисунок.3.2.20-Состояние выработки утвержденных извлекаемых запасов нефти по объектам и участкам на 01.07.2020 г.



Таблица 3.2.33- Состояние выработки запасов нефти по участкам, объектам и целом по месторождению на 01.07.2020 г.

| ПАРАМЕТРЫ                        | Центр  |         |        |       |           | Восток |        |        |            | Запад  |       |        |           | Север  | I       | II      | III     | IV    | В целом по месторождению |
|----------------------------------|--------|---------|--------|-------|-----------|--------|--------|--------|------------|--------|-------|--------|-----------|--------|---------|---------|---------|-------|--------------------------|
|                                  | I      | II      | III    | IV    | по центру | I      | II     | III    | по востоку | I      | II    | III    | по западу |        |         |         |         |       |                          |
| Запасы, тыс.т                    |        |         |        |       |           |        |        |        |            |        |       |        |           |        |         |         |         |       |                          |
| геологические                    | 40423  | 80771   | 14374  | 1485  | 137053    | 38656  | 38049  | 40846  | 117551     | 16190  | 6741  | 14029  | 36960     | 19413  | 114682  | 125561  | 69249   | 1485  | 310977                   |
| извлекаемые                      | 9808   | 28380   | 2950   | 225   | 41363     | 15763  | 11979  | 16072  | 43814      | 3086   | 794   | 2430   | 6310      | 4209   | 32867   | 41152   | 21453   | 225   | 95697                    |
| вовлеченные                      | 8961   | 26247   | 2513   | 17,7  | 37721     | 8652   | 10871  | 14651  | 34174      | 2019   | 443   | 1771   | 4233      | 3056   | 22688   | 37561   | 18935   | 17,7  | 79201,1                  |
| Накопленная добыча нефти, тыс.т  | 5642,2 | 21397,9 | 1509,0 | 10,4  | 28559,5   | 5671,7 | 6768,5 | 9212,4 | 21652,6    | 1183,9 | 275,1 | 1114,3 | 2573,3    | 1840,2 | 14338,0 | 28441,5 | 11835,7 | 10,4  | 54625,6                  |
| Остаточные от вовлеченных, тыс.т | 3319   | 4849    | 1004   | 7     | 9162      | 2980   | 4103   | 5439   | 12522      | 835    | 168   | 657    | 1659      | 1215   | 8350    | 9119    | 7099    | 7     | 24576                    |
| Остаточные от извлекаемых, тыс.т | 4166   | 6982    | 1441   | 215   | 12804     | 10091  | 5211   | 6860   | 22162      | 1903   | 519   | 1316   | 3737      | 2369   | 18529   | 12711   | 9617    | 215   | 41071                    |
| КИН. дед                         |        |         |        |       |           |        |        |        |            |        |       |        |           |        |         |         |         |       |                          |
| утвержденный                     | 0,243  | 0,351   | 0,205  | 0,151 | 0,302     | 0,408  | 0,315  | 0,393  | 0,373      | 0,191  | 0,118 | 0,173  | 0,171     | 0,217  | 0,287   | 0,328   | 0,310   | 0,151 | 0,308                    |
| текущий                          | 0,140  | 0,265   | 0,105  | 0,007 | 0,208     | 0,147  | 0,178  | 0,226  | 0,184      | 0,073  | 0,041 | 0,079  | 0,070     | 0,095  | 0,125   | 0,227   | 0,171   | 0,007 | 0,176                    |
| потенциальный                    | 0,222  | 0,325   | 0,175  | 0,012 | 0,275     | 0,224  | 0,286  | 0,359  | 0,291      | 0,125  | 0,066 | 0,126  | 0,115     | 0,157  | 0,198   | 0,299   | 0,273   | 0,012 | 0,255                    |

Таблица 3.2.34- Определение вовлеченных запасов нефти по выбранным методикам по состоянию на 01.07.2020 г.

| Горизонт         | Копытов          |                | Назаров          |                | Пирвердян        |                | Камбаров         |                | Лысенко          |                | Сипачев - Посевич |                | Коэфф вариации | Среднее значение |
|------------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|-------------------|----------------|----------------|------------------|
|                  | Q <sub>воп</sub> | R <sup>2</sup> | Q <sub>воп</sub> | R <sup>2</sup> | Q <sub>воп</sub> | R <sup>2</sup> | Q <sub>воп</sub> | R <sup>2</sup> | Q <sub>воп</sub> | R <sup>2</sup> | Q <sub>воп</sub>  | R <sup>2</sup> |                |                  |
| Центр            | 43 302,5         | 0,99           | 35 762,1         | 0,99           | 38 509,6         | 0,99           | 33 720,2         | 0,98           | 36 414,0         | 1,0            | 38 724,9          | 0,99           | 0,00636        | 37 738,88        |
| Центр I          | 11 090,8         | 1,00           | 9 080,6          | 0,99           | 9 451,8          | 0,98           | 7 006,7          | 0,95           | 7 300,0          | 1,0            | 9 835,9           | 0,99           | 0,02519        | 8 960,99         |
| Центр II         | 29 262,5         | 0,99           | 24 223,0         | 0,99           | 26 275,0         | 0,96           | 24 638,7         | 0,96           | 27 000,0         | 1,0            | 26 083,7          | 0,99           | 0,00396        | 26 247,15        |
| Центр III        | 2 932,6          | 0,99           | 2 443,4          | 0,99           | 2 759,6          | 0,99           | 2 058,3          | 0,98           | 2 100,0          | 1,0            | 2 784,3           | 0,99           | 0,01828        | 2 513,04         |
| Центр IV         | 16,6             | 0,99           | 15,1             | 0,64           | 23,2             | 0,95           | 16,4             | 0,92           | 14,0             | 1,0            | 20,9              | 0,96           | 0,03407        | 17,69            |
| Восток           | 35 538,3         | 0,99           | 37 452,4         | 0,99           | 34 382,2         | 0,99           | 24 375,8         | 0,99           | 33 050,0         | 1,0            | 40 246,5          | 0,99           | 0,02095        | 34 174,19        |
| Восток I         | 10 013,3         | 0,97           | 9 721,6          | 0,99           | 8 556,5          | 0,93           | 6 332,7          | 0,87           | 8 050,0          | 1,0            | 9 238,7           | 0,96           | 0,02024        | 8 652,14         |
| Восток II        | 10 740,9         | 0,99           | 12 273,7         | 0,99           | 12 406,7         | 0,98           | 8 123,8          | 0,92           | 9 000,0          | 1,0            | 12 681,6          | 0,97           | 0,02633        | 10 871,11        |
| Восток III       | 14 784,0         | 0,99           | 15 457,1         | 0,97           | 13 419,1         | 0,91           | 9 919,3          | 0,84           | 16 000,0         | 1,0            | 18 326,2          | 0,97           | 0,03098        | 14 650,94        |
| Север            | 3 344,3          | 0,99           | 3 137,5          | 0,99           | 3 203,4          | 0,98           | 2 495,0          | 0,98           | 2 500,0          | 1,0            | 3 652,8           | 0,99           | 0,01948        | 3 055,51         |
| Запад            | 5 575,2          | 0,99           | 4 011,7          | 0,99           | 4 326,1          | 0,99           | 3 276,7          | 0,98           | 3 750,0          | 1,0            | 4 455,3           | 0,99           | 0,02843        | 4 232,50         |
| Запад I          | 2 639,6          | 0,99           | 1 930,7          | 0,99           | 2 040,5          | 0,99           | 1 532,2          | 0,98           | 1 900,0          | 1,0            | 2 071,2           | 0,99           | 0,02646        | 2 019,03         |
| Запад II         | 461,8            | 0,99           | 478,1            | 0,99           | 474,3            | 0,98           | 371,8            | 0,99           | 350,0            | 1,0            | 519,5             | 0,99           | 0,01884        | 442,58           |
| Запад III        | 2 473,8          | 0,99           | 1 602,9          | 0,99           | 1 811,3          | 0,98           | 1 372,7          | 0,97           | 1 500,0          | 1,0            | 1 864,6           | 0,99           | 0,04064        | 1 770,89         |
| I Объект         | 27 088,0         | 0,99           | 23 870,5         | 0,99           | 23 252,3         | 0,99           | 17 366,7         | 0,99           | 19 750,0         | 1,0            | 24 798,6          | 0,99           | 0,02023        | 22 687,68        |
| II Объект        | 40 465,3         | 1,00           | 36 974,8         | 0,99           | 39 155,9         | 0,99           | 33 134,2         | 0,99           | 36 350,0         | 1,0            | 39 284,8          | 0,99           | 0,00418        | 37 560,85        |
| III Объект       | 20 190,4         | 0,99           | 19 503,4         | 0,99           | 17 989,9         | 0,99           | 13 350,4         | 0,99           | 19 600,0         | 1,0            | 22 975,2          | 0,99           | 0,02359        | 18 934,87        |
| IV Объект        | 16,6             | 0,99           | 15,1             | 0,64           | 23,2             | 0,95           | 16,4             | 0,92           | 14,0             | 1,0            | 20,9              | 0,96           | 0,03407        | 17,69            |
| По месторождению | 87 760,2         | 0,99           | 80 363,8         | 0,99           | 80 421,3         | 0,99           | 63 867,7         | 0,99           | 75 714,0         | 0,99           | 87 079,5          | 0,99           | 0,01           | 79 201,1         |



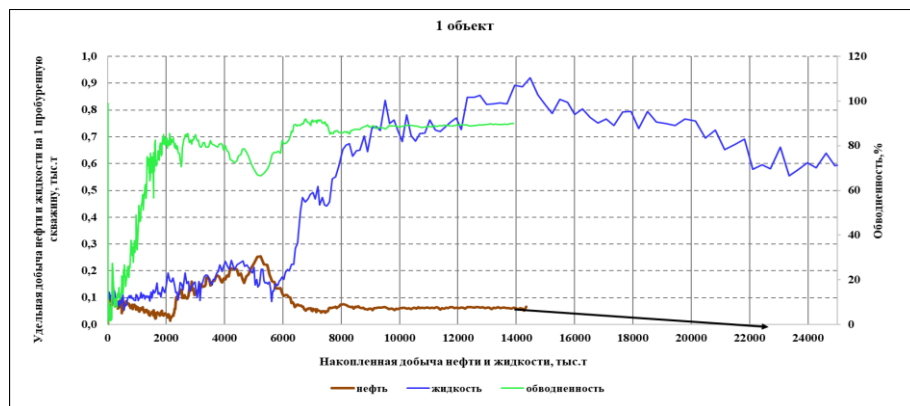


Рисунок 3.2.21- Зависимость удельной месячной добычи нефти и жидкости от накопленных отборов в целом по I объекту

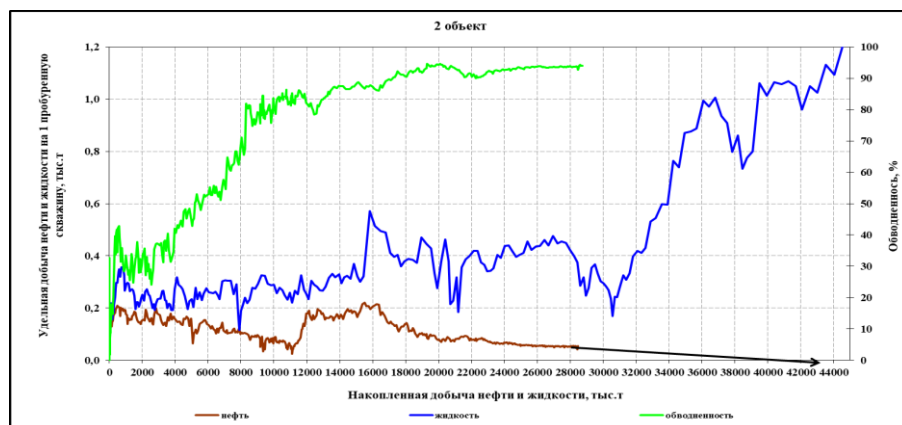


Рисунок 3.2.22-Зависимость удельной месячной добычи нефти и жидкости от накопленных отборов в целом по II объекту

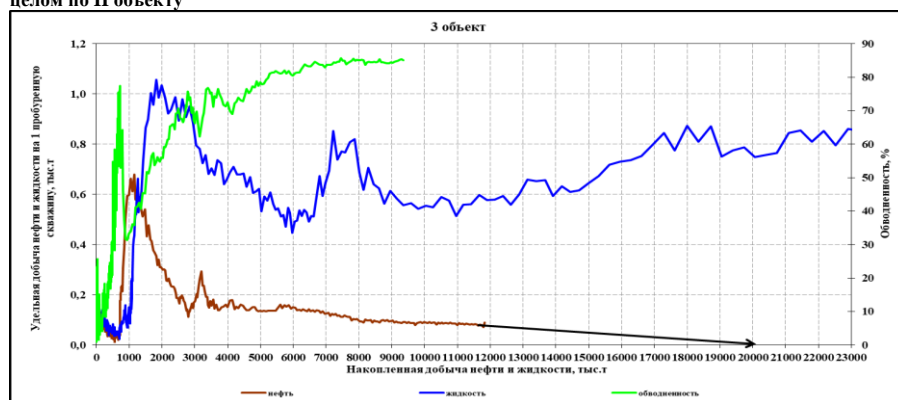


Рисунок.3.2.23 -Зависимость удельной месячной добычи нефти и жидкости от накопленных отборов в целом по III объекту



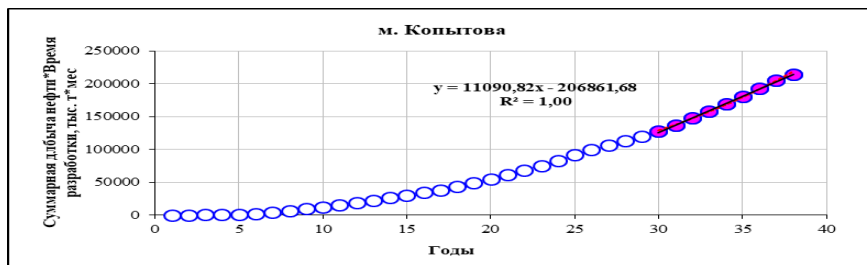


Рисунок.3.2.24 - Характеристика вытеснения по методу Копытова Центр, I объект

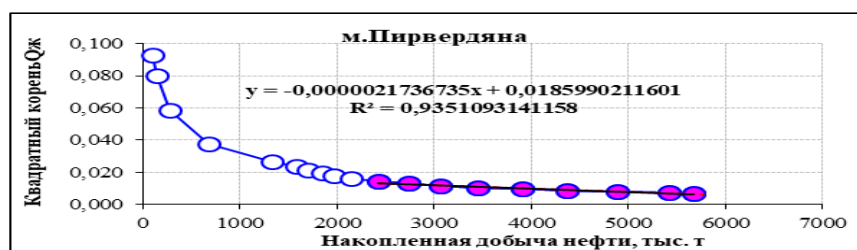


Рисунок.3.2.25- Характеристика вытеснения по методу Пирвердяна. Восток, I объект



Рисунок.3.2.26 - Характеристика вытеснения по методу Назарова. Восток, II объект

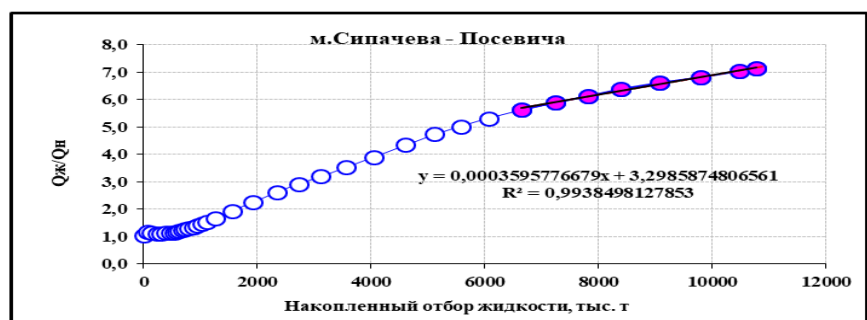


Рисунок 3.2.27- Характеристика вытеснения по методу Сипачева- Посевича. Центр, III объект



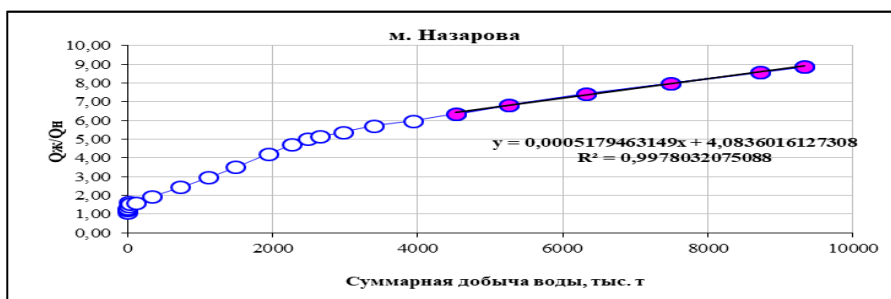


Рисунок.3.2.28- Характеристика вытеснения по методу Назарова. Запад, I объект

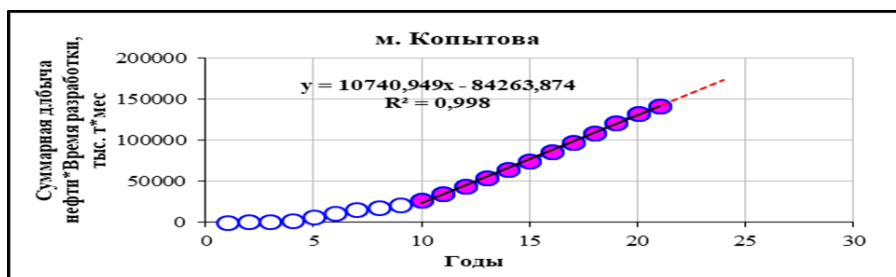


Рисунок.3.2.29- Характеристика вытеснения по методу Копытова Восток, II объект

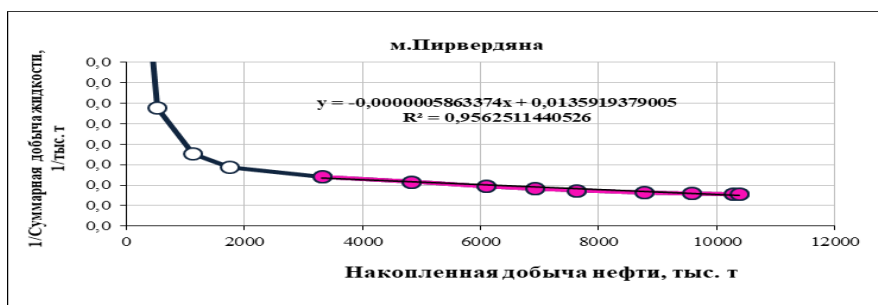


Рисунок.3.2.30- Характеристика вытеснения по методу Пирвердяна. Центр, IV объект

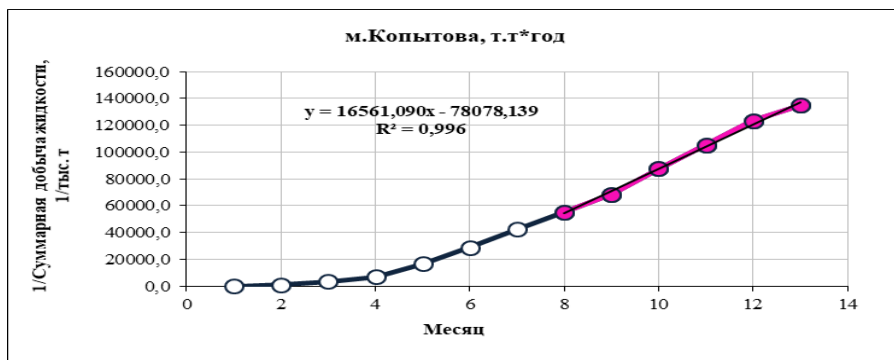


Рисунок.3.2.31- Характеристика вытеснения по методу Копытова. Центр, IV объект



### 3.2.4 Характеристика энергетического состояния

Для контроля энергетического состояния залежей месторождения Каражанбас, специалистами «КазНИПИмунгаз» каждый квартал строятся карты изобар, основанные на данных, полученных путем разовых глубинных замеров во время остановок скважин на КРС, ПРС, путем пересчета через статические уровни, а также при проведении ГДИС. Для проведения ГДИС и замеров пластового давления скважины механизированного фонда, скважины в количестве 178 ед. оборудованы планшайбами. По данным карт изобар определены средневзвешенные пластовые давления по объектам и участкам за период 2016г.-01.07.2020г. (таблица 3.3.35).

Таблица 3.2.35– Энергетическая характеристика объектов разработки на 01.07.2020 г.

| Объект | Участок     | Начальное давление, МПа | Давление насыщения, МПа на 01.10.19 г. | Текущее пластовое давление, МПа |        |        |        |              |
|--------|-------------|-------------------------|--|---------------------------------|--------|--------|--------|--------------|
|        |             |                         |  | 2016г.                          | 2017г. | 2018г. | 2019г. | 01.07.2020г. |
| I      | Центральный | 4,0                     | 1,05                                   | 3,0                             | 2,89   | 2,81   | 2,75   | 2,74         |
|        | Западный    |                         | 1,53                                   | 2,8                             | 2,78   | 2,6    | 2,7    | 2,95         |
|        | Восточный   |                         | 1,17                                   | 2,5                             | 2,57   | 2,34   | 2,21   | 2,23         |
|        | Северный    | 5,4                     | 1,52                                   | 3,1                             | 2,86   | 3,03   | 3,21   | 3,11         |
| II     | Центральный | 4,0                     | 1,37                                   | 3,4                             | 3,59   | 3,48   | 3,42   | 3,41         |
|        | Восточный   |                         | 1,76                                   | 2,4                             | 2,28   | 2,22   | 2,24   | 2,27         |
|        | Западный    |                         | 2,02                                   | 3,9                             | 3,9    | 3,71   | 3,73   | 3,7          |
| III    | Центральный | 5,0                     | 1,37                                   | 3,5                             | 3,5    | 3,68   | 3,62   | 3,62         |
|        | Западный    |                         | 1,37                                   | 3,7                             | 3,88   | 3,68   | 3,4    | 3,78         |
|        | Восточный   | 4,7                     | 0,92                                   | 2,8                             | 2,8    | 2,66   | 2,63   | 2,65         |

С целью контроля энергетического состояния залежей месторождения Каражанбас построены карты изобар на 01.07.2020 г. по объектам разработки (граф. прил. ----). Для построения карт изобар по объектам и участкам использовались величины пластового давления 2018-2020 гг., замеренные в 2003 скважинах – 1264 добывающих, 419 нагнетательных и 320 контрольных – приведенные на отметку ВНК каждого объекта, участка и территории. В большинстве скважин, эксплуатируемых механизированным способом, определение пластовых давлений осуществлялось расчетным путем с помощью замеренных статических уровней, поэтому полученные величины пластовых давлений могут иметь погрешности.

Охват исследованиями скважин опорной сети за 6 месяцев 2020 года составляет 51% фонда месторождения.

Выполнение исследований согласно утвержденной программе по участкам ОПИ на 2020 год с соблюдением указанных видов исследований имеет низкий процент охвата. Так, например, глубинные замеры на участках ОПИ составили всего 9 (23%) из 39 скважин. Из них глубинные замеры при ЧЗПВ составили 8 из 31 скважины, результаты остальных исследований 11 скважин (28%) были получены путем пересчета через статический уровень.

Охват фонда замерами пластового давления по участкам составляет 30% (2019 г.) 35% (01.07.2020 г.) (таблица 3.2.26).



Таблица 3.2.36-Охват эксплуатационного фонда скважин определениями пластового давления и охват опорной сети на 2016-01.07.2020гг.

| Объекты            | Участок | Эксплуатационный фонд, ед |      |      |      |            | Количество скважин с замером Рпл., ед |      |      |      |            | % соотношение |      |      |      |            | Кол-во скважин ОС |      |      | Выполнено ОС | % выполнения | Выполнено ОС | % выполнения | Выполнено ОС | % выполнения |
|--------------------|---------|---------------------------|------|------|------|------------|---------------------------------------|------|------|------|------------|---------------|------|------|------|------------|-------------------|------|------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|                    |         | 2016                      | 2017 | 2018 | 2019 | 01.07.2020 | 2016                                  | 2017 | 2018 | 2019 | 01.07.2020 | 2016          | 2017 | 2018 | 2019 | 01.07.2020 | 2018              | 2019 | 2020 | 01.01.2019г. |              | 01.01.2020г. |              | 01.07.2020г. |              |
| I                  | Центр   | 758                       | 716  | 774  | 796  | 802        | 202                                   | 188  | 288  | 347  | 370        | 27            | 26   | 37   | 44   | 46         | 232               | 333  | 359  | 145          | 63           | 218          | 65           | 162          | 45           |
|                    | Восток  | 379                       | 458  | 565  | 645  | 673        | 86                                    | 53   | 108  | 156  | 174        | 23            | 12   | 19   | 24   | 26         | 103               | 133  | 128  | 64           | 62           | 75           | 56           | 63           | 49           |
|                    | Запад   | 143                       | 151  | 152  | 153  | 154        | 14                                    | 31   | 21   | 37   | 52         | 10            | 21   | 14   | 24   | 34         | 30                | 56   | 30   | 12           | 40           | 18           | 32           | 11           | 37           |
|                    | Север   | 153                       | 186  | 190  | 193  | 202        | 36                                    | 30   | 41   | 55   | 58         | 24            | 16   | 22   | 28   | 29         | 35                | 53   | 49   | 23           | 66           | 33           | 62           | 23           | 47           |
| Итого по 1 объекту |         | 1433                      | 1511 | 1681 | 1787 | 1831       | 338                                   | 302  | 458  | 595  | 654        | 24            | 20   | 27   | 33   | 36         | 400               | 575  | 566  | 244          | 61           | 344          | 60           | 259          | 46           |
| II                 | Центр   | 919                       | 824  | 864  | 899  | 903        | 235                                   | 263  | 273  | 323  | 357        | 26            | 32   | 32   | 36   | 40         | 207               | 249  | 178  | 151          | 73           | 147          | 59           | 122          | 69           |
|                    | Восток  | 408                       | 495  | 507  | 511  | 512        | 79                                    | 89   | 108  | 125  | 175        | 19            | 18   | 21   | 24   | 34         | 92                | 126  | 73   | 52           | 57           | 48           | 38           | 51           | 70           |
|                    | Запад   | 31                        | 32   | 32   | 33   | 32         | 3                                     | 5    | 6    | 7    | 23         | 10            | 16   | 19   | 21   | 72         | 7                 | 6    | 3    | 3            | 43           | 1            | 17           |              | 0            |
| Итого по 2 объекту |         | 1358                      | 1351 | 1403 | 1443 | 1447       | 317                                   | 357  | 387  | 455  | 555        | 23            | 26   | 28   | 32   | 38         | 306               | 381  | 254  | 206          | 67           | 196          | 51           | 173          | 68           |
| III                | Центр   | 141                       | 206  | 128  | 126  | 125        | 21                                    | 26   | 32   | 45   | 46         | 15            | 13   | 25   | 36   | 37         | 8                 | 36   | 36   | 6            | 75           | 18           | 50           | 8            | 22           |
|                    | Восток  | 398                       | 500  | 521  | 546  | 556        | 42                                    | 55   | 71   | 98   | 150        | 11            | 11   | 14   | 18   | 27         | 67                | 74   | 78   | 35           | 52           | 38           | 51           | 40           | 51           |
|                    | Запад   | 143                       | 154  | 146  | 148  | 148        | 10                                    | 20   | 17   | 27   | 40         | 7             | 13   | 12   | 18   | 27         | 1                 | 37   | 22   | -            | -            | 16           | 43           | 4            | 18           |
| Итого по 3 объекту |         | 682                       | 860  | 795  | 820  | 829        | 73                                    | 101  | 120  | 170  | 236        | 11            | 12   | 15   | 21   | 28         | 76                | 147  | 136  | 41           | 54           | 72           | 49           | 52           | 38           |
| По месторождению   |         | 3473                      | 3722 | 3879 | 4050 | 4107       | 728                                   | 760  | 965  | 1220 | 1445       | 21            | 20   | 25   | 30   | 35         | 782               | 1103 | 956  | 491          | 63           | 612          | 55           | 484          | 51           |

#### Анализ энергетического состояния по объектам и участкам

**I объект.** Для построения карты изобар Центрального, Восточного и Западного участков использовано 843 определений пластового давления, из них: 505 – в добывающих скважинах, 191 – в нагнетательных и 147 – в контрольных. Карта изобар Северного участка построена на основании данных 74 определений пластового давления, из них: 60 – в добывающих скважинах, 4 – в нагнетательных скважинах и 10 – в контрольных.

Охват замерами  $R_{пл}$  скважин опорной сети по участкам составил по Центральному-45%, Восточному-49%, Западному-37% и Северному-47%.

Средневзвешенное текущее пластовое давление составило: 2,74 МПа по Центральному, 2,95 МПа по Западному, 2,23 МПа по Восточному и 3,11 МПа по Северному участкам. Превышение пластового давления над давлением насыщения составило по Центральному участку - 1,02 МПа, по Западному – 1,23 МПа, по Восточному – 0,64 МПа, по Северному – 1,26 МПа. Минимальное снижение средневзвешенного пластового давления относительно начального зафиксировано на Центральном (1,26 МПа) и Западном (1,05 МПа) участках, максимальное – на Северном участке (1,89 МПа).

Анализируя динамику средневзвешенных показателей пластового давления (рис. 3.1) можно отметить его стабилизацию на Западном, Центральном и Северном участках. С 2018 года наметилась тенденция снижения средневзвешенного показателя на Восточном участке I объекта, что связано с увеличением количества скважин с пластовым давлением ниже давления насыщения.

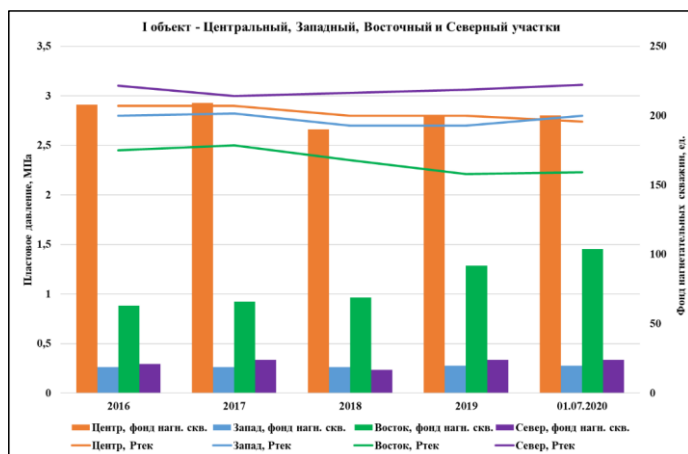


Рисунок 3.2.32-I объект. Динамика, средневзвешенного  $R_{пл}$  за 2016-01.07.2020 гг.

Поддержание пластового давления на *Западном участке I объекта* осуществлялось с 2013 года первоначально путем закачки воды в 12 нагнетательных скважин. В настоящее



время на участке эксплуатируется 119 добывающих, 17 водонагнетательных и 4 паронагнетательных скважин в соотношении 1:6.

Как видно из карты изобар, зона снижения пластового давления фиксируется в районе добывающей скважины 6378 (1,35 МПа), что находится в зоне ЧЗПВ.

**Центральный участок I объекта** вводился в эксплуатацию по частям (промыслы ВВГ, ПТВ-2, ПТВ-3) за период с 1983 по 1986 гг. Начало организации системы ППД приходится на 1984-1988 гг. В настоящее время на участке реализуются системы площадного и рядного заводнений, отдельные части участка эксплуатируются на режиме истощения пластовой энергии. На участке эксплуатируются 487 добывающих и 201 нагнетательных скважин. Анализ карты изобар (граф. прил. ----) показал, что на данном участке снижение текущего пластового давления ниже давления насыщения (1,05 МПа) не отмечается.

**Восточный участок I объекта** эксплуатируется с июля 2000 года, с мая 2010 года на участке осуществляется поддержание пластового давления путем закачки в пласты пара. Данная технология реализуется в восточной и примыкающих зонах северной части участка при расположении скважин по девятиточечной площадной схеме с расстоянием между скважинами 150х150 м. В западной части данного участка с апреля 2013 года применяется ППД путем закачки в пласты воды. В настоящее время на участке эксплуатируется 679 скважин, из которых: 536 добывающих, 103 нагнетательные (97 паронагнетательных, 5 водонагнетательных). За анализируемый период снижение пластового давления наблюдается в 48 скважинах, что на 18 скважин больше, чем в 2019 году.

На данном участке на 01.07.2020 г. выявлено 10 локальных зон снижения пластового давления, где пластовое давление ниже давления насыщения 1,17 МПа (рис 3.2.33)

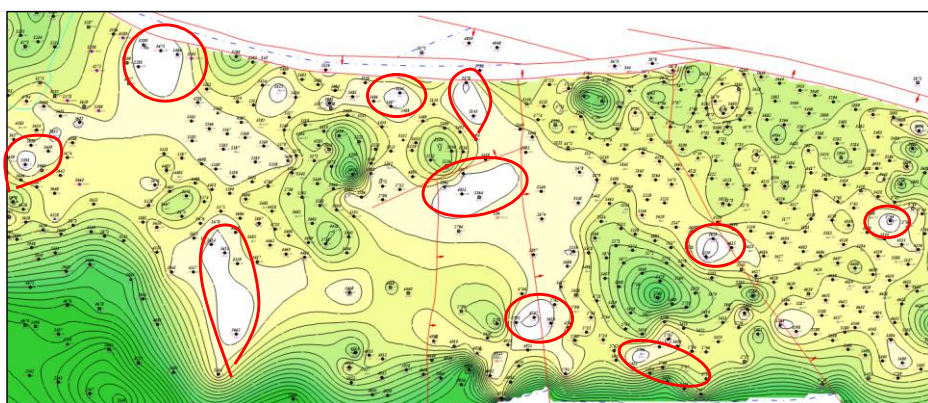


Рисунок 3.2.33– Локальная зона со сниженным  $P_{пл}$ . II объект. Восточный участок.



**Северный участок I объекта** эксплуатируется с июля 2001 года. В качестве агентов системы ППД используются пар и вода. **Локальные зоны** снижения пластового давления ниже давления насыщения нефти газом (1,52 МПа) наблюдаются:

1. В западной части Северного участка, где в девятиточечных элементах осуществлялась закачка пара, выявлены локальные зоны снижения пластового давления – это район скважин 5333 (1,3 МПа), 5733 (1,33 МПа), 5734 (1,5 МПа), 5732 (1,35 МПа), 2596 (0,69 МПа), 2592 (1,01 МПа), 4766 (1,06 МПа), 5759 (1,09 МПа), 5766 (1,04 МПа), 2601 (0,52 МПа), 5775 (1,39 МПа) и 4770 (1,36 МПа). Причина снижения пластового давления на данном участке длительный простой паронагнетательных скважин.

2. В центральной части Северного участка наблюдается снижение пластового давления в районе добывающих скважин 3923 (0,84 МПа), 3926 (0,86 МПа) и 2566 (0,95 МПа), которые находятся на значительном удалении от нагнетательной скважины 3924 и 5858, которые могли бы оказывать на них влияние. Так же снижение пластового давления наблюдается в скважине 5824 (1,10 МПа), что обусловлено отсутствием воздействия закачки в рассматриваемой зоне.

**II объект.** Для построения карты изобар Центрального, Восточного и Западного участков объекта использовано 745 определения пластового давления, из них 443 – в добывающих, 159 – в нагнетательных и 143 – в контрольных скважинах.

Средневзвешенное текущее пластовое давление по участкам составило: 3,41 МПа по Центральному, 3,70 МПа по Западному, и 2,27 МПа по Восточному. Разрыв между текущим пластовым давлением и давлением насыщения составил по Центральному 1,38 МПа, по Западу – 1,67 МПа и по Востоку – 0,4 МПа. Минимальное снижение пластового давления от начального зафиксировано на Западном участке, максимальное – на Восточном участке.

Анализируя динамику пластового давления (рис. 3.2.34), следует отметить стабильное значение средневзвешенного давления на Центральном участке, при этом на Западном и Восточном участках II объекта наметилась тенденция незначительного падения средневзвешенного показателя.





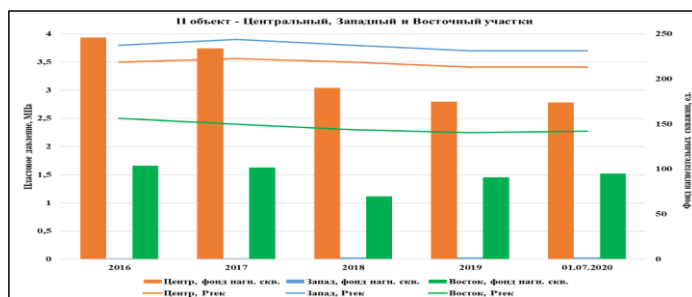


Рисунок 3.2.34–II Объект. Динамика, средневзвешенного Рпл за 2016-01.07.2020 гг.

**Западный участок II объекта** введен в эксплуатацию в 2003 году. В настоящее время здесь эксплуатируется 29 добывающих скважин. Поддержание пластового давления осуществляется двумя нагнетательными скважинами 6216, 6260, показатель текущей компенсации 3,1-27,9%, накопленной - 4-7%.

Анализ карты изобар (граф. прил. ----) показал, что на данном участке снижение текущего пластового давления ниже давления насыщения (2,03 МПа) не отмечается, так же, как и в 2019 г.

**Центральный участок II объекта** вводился в эксплуатацию по частям – в 1980 году введен промысел ВВГ, в 1982 – ПТВ-2, в 1986 – ПТВ-3.

С 2007 года по настоящее время на участке реализуются системы рядного и площадного семиточечного расположения скважин с закачкой воды, отдельные части залежи работают на естественном режиме истощения пластовой энергии. Всего на участке эксплуатируются 584 добывающих и 174 нагнетательных скважин.

Анализ карты изобар (граф. прил. ----) показал, что на данном участке снижения текущего пластового давления ниже давления насыщения (1,37 МПа) не наблюдается.

Охват скважин опорной сети на Центральном участке определениями пластового давления за 6 месяцев 2020 года составил 69%, а за 2019 год - 60%.

Основная часть **Восточного участка II объекта** эксплуатируется с июня 2000 года с расположением скважин по девятиточечной площадной схеме 150х150 м. С 2007 года на участке осуществляется поддержание пластового давления путем закачки пара. Западные, граничащие с Центром зоны участка, где реализуется закачка воды, введены в эксплуатацию в 2000 году, ППД здесь осуществляется с июля 2007 года (скважины 3588, 4273, 4527).

В настоящее время на участке эксплуатируется 512 скважин, из которых: 389 добывающих, 95 нагнетательных (93 паронагнетательных, 2 водонагнетательных).

Как видно из карты изобар, на Восточном участке наблюдается практически



повсеместное снижение пластового давления ниже текущего давления насыщения нефти газом (1,76 МПа), причем как в зонах отбора, так и в зонах закачки пара. Из 246 выполненных на участке замеров, пластовое давление ниже давления насыщения зафиксировано в 70% скважин (173 ед).

Наблюдаемое повсеместно снижение пластового давления является следствием применявшейся здесь в период с 2001 по 2007 гг. технологии «холодной добычи нефти» (CHOPS), обеспечивающей работу залежи на режиме истощения пластовой энергии с форсированными отборами жидкости и сопровождающимся в условиях слабо консолидированных коллекторов выносом значительных объемов песка.

Охват скважин опорной сети участка определениями пластового давления составил на 2020 год составил 70%, что в 2 раза больше чем за 2019 год 38%.

**III объект** разработки представлен двумя изолированными относительно друг друга участками, разделенными зоной стратиграфического выклинивания юрских горизонтов в центральной части месторождения: западный участок, включая западную часть центрального участка и восточный участок.

Для построения карты изобар центрального и западного участков объекта использовано 341 определение пластового давления, из них 256 – в добывающих, 65 – в нагнетательных и 20 – в контрольных скважинах. Всего определениями  $P_{пл}$  охвачено 55% эксплуатационного фонда соответствующих участков.

Охват скважин опорной сети объекта за 2020 год определениями пластового давления составил 38%.

Средневзвешенное по площади текущее пластовое давление на дату анализа по Центральному участку составило 3,62 МПа, по Западному – 3,78 МПа, по Восточному – 2,65 МПа, что ниже начальных значений на 1,22-2,05 МПа. Разрыв между текущим пластовым давлением и давлением насыщения составил по Центральному на 1,46 МПа, по Западу – 2,56 МПа и по Востоку – 0,71 МПа. Минимальное снижение средневзвешенного пластового относительно начального зафиксировано на Западном участке, максимальное – на Восточном участке.

Анализ динамики средневзвешенного пластового давления по каждому участку показателя (рис. 3.2.35) показывает небольшой рост на Западном участке. К 2018 году наметилась тенденция снижения средневзвешенного показателя на Центральном и Восточном участках данного объекта.



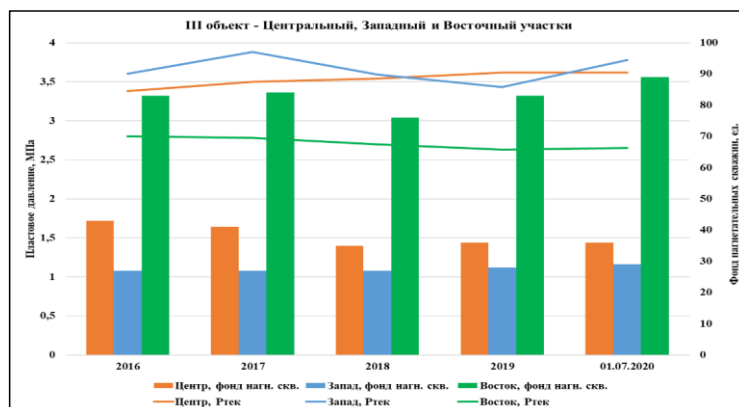


Рисунок 3.2.35– III Объект. Динамика, средневзвешенного Рпл за 2016-01.10.2020 гг.

*На западном участке III объекта* осуществляется поддержание пластового давления путем закачки в пласты воды при расположении скважин по площадной девятиточечной схеме (150х150 м), в настоящее время здесь эксплуатируется 119 добывающих и 29 нагнетательных скважин.

Согласно предоставленным данным по замерам давления, фактов снижения пластового давления ниже давления насыщения на данном участке не зарегистрировано. Показатель текущей компенсации в большинстве влияющих скважин оценивается на уровне 14,4-246,6%.

*На Центральном участке III объекта* с целью ППД реализуется технология закачки воды. Система размещения скважин носит смешанный характер – присутствуют зоны с рядным размещением скважин, с площадным семиточечным расположением, а также зоны с отсутствием нагнетательных скважин. На дату анализа на участке эксплуатируется 85 добывающих и 36 нагнетательных скважин в соотношении 1:3.

Анализ карты изобар (граф. прил. ----) показывает, что на данном участке снижения текущего пластового давления ниже давления насыщения (1,37 МПа) не отмечается.

*Восточный участок III объекта* эксплуатируется с июля 2000 года, с 2005 года на участке реализуется технология закачки пара при расположении скважин по девятиточечной площадной схеме с расстоянием 150х150 м.

В настоящее время на участке эксплуатируются 556 скважин, из которых 450 добывающих, 89 паронагнетательных скважин.

Как видно из карты изобар, для восточного участка характерно наличие локальных зон снижения пластового давления до уровня давления насыщения нефти газом (0,9 МПа) и ниже в районе добывающих скважин 3510 (0,8 МПа), 3597(0,69 МПа), 3977 (0,8 МПа),



4709 (0,89 МПа), 4827 (0,76 МПа), 5095 (0,78 МПа), 5134 (0,78 МПа), 7417 (0,81 МПа), 7517 (0,66 МПа) и 7816 (0,61 МПа).

**Выводы:**

➤ Средневзвешенное по площади пластовое давление изменяется по объектам разработки от 2,23 МПа (I объект, Восточный участок) до 3,78 МПа (III объект Западный участок). Наибольшее его снижение относительно начального (1,89-2,05 МПа) отмечается на Северном участке I объекта и Восточном участке III объекта. Минимальный текущий разрыв между пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом (0,4 МПа) отмечается на II объекте Восточного участка, максимальный (2,56 МПа) - на III объекте Западного участка.

➤ Охват скважин опорной сети за анализируемый период включает 51% фонда месторождения, за 2019г.-55%. Однако выполнение исследований согласно утвержденной на 2020 год программой с соблюдением указанных видов исследований имеет низкий процент охвата, глубинный замер при (ОПИ, ЧЗПВ) составляет 23%:

- глубинный замер при ОПИ ЧЗПВ - 8 из 31 скважин.

➤ Охват фонда замерами пластового давления по участкам составляет от 35% (2019г.) до 45% (2020г.), что на 1,4 раза больше чем за 2019 год.

➤ Анализ карт изобар показал наличие зон снижения пластового давления до уровня  $P_{нас}$  и ниже. На Западном и Северном участках I объекта такие зоны носят локальный характер. Наиболее значительное снижение  $P_{пл}$  относительно  $P_{нас}$  регистрируется на Восточном участке, что, однако, благоприятно влияет на закачку пара.

➤ Основное количество скважин, где зафиксировано значительное снижение пластового давления, часть ячеек работает без влияния закачки ввиду остановок нагнетательных скважин по техническим причинам либо отсутствия системы ППД.

**Рекомендации:**

➤ Обеспечить выполнение исследований скважин опорной сети в соответствии с утвержденной на 2020 год программой с соблюдением указанных видов исследований.

**3.2.5 Анализ термического состояния залежей на участках применения ПТВ**

Паротепловое воздействие, как и предусмотрено проектным документом «Дополнение к уточнённому проекту разработки месторождения Каражанбас», осуществляется на восточном, и, частично, на северном и западном участках месторождения. На **восточном участке** закачка пара производится с 2005 г. – на III объекте разработки, с 2007 г. – на II объекте, с 2010 г. – на I объекте. На **северном участке** закачка пара проводится с 2011 г. На **западном участке** I объекта циклическая



закачка пара и воды ведется с 2016 г, а на III объекте циклическая закачка ведется с июня 2019 г.

По состоянию на 01.07.2020 г. эксплуатационный фонд паронагнетательных скважин составляет 279 ед. Действующий фонд – 229 ед., из них:

- Восток – 215 ед.;
- Север – 8 ед. (циклическая закачка пара и воды);
- Запад – 6 ед. (циклическая закачка пара и воды).

Остальные 50 скважин находятся в бездействии по технологическим причинам: нехватка пара, ремонт скважины и другие технические работы.

С целью контроля за термическим состоянием пластов на участках закачки пара на месторождении осуществляются замеры устьевой температуры в работающих скважинах с последующим пересчетом на забой, глубинные замеры в скважинах, оборудованных эксцентричными шайбами, а также в остановленных скважинах при проведении ГТМ.

Температурный градиент в добывающих скважинах, не входящих в зону закачки пара, изменяется на 2 градуса на каждые 100 метров и определяется по формуле:

$$h/100 \cdot 2 + T_{\text{уст}}$$

В добывающих скважинах, входящих в зону закачку пара, температурный градиент изменяется на 7 градусов каждые 100 метров и определяется по формуле:

$$h/100 \cdot 7 + T_{\text{уст}},$$

где:

$h$  – глубина скважины;

$T_{\text{уст}}$  – устьевая температура.

Для построения карт изотерм месторождения по состоянию на 01.07.2020 г. за период 01.01.2020-01.07.2020 было использовано 3141 устьевое значение температуры с последующим пересчетом на забой через полученный температурный градиент, а также 213 глубинных замеров. Из них для построения карт были использованы 917 замеров в добывающих скважинах, входящих в зону закачки пара и 1640 замеров в добывающих скважинах в зонах закачки воды, полученных путем пересчета устьевых температур. Помимо устьевых замеров для построения карт были использованы 140 глубинных замеров в добывающих скважинах, входящих в зону закачки пара и 73 глубинных замера в добывающих скважинах в зонах закачки воды.

Кроме этого в построении карт изотерм были использованы 229 замеров ПНС и 355 замеров ВНС.



Начальная температура пласта в зависимости от объекта равна 25-27°C. Температура закачки в паронагнетательных скважинах на устье варьирует в пределах 161-260°C, на забое –152-248°C.

Статистические данные по количеству и видам выполненных определений температуры по объектам и участкам за период 2015-01.07.2020 гг. приведены в таблице 3.2.37.

**Таблица 3.2.37-Количество и виды выполненных определений температуры по объектам и участкам**

| Год  | Вид замеров | I объект |        |       | II объект | III объект |
|------|-------------|----------|--------|-------|-----------|------------|
|      |             | север    | восток | запад | восток    | восток     |
| 2016 | глубинные   | 18       | 40     |       | 33        | 22         |
|      | устьевые    | 162      | 410    |       | 551       | 509        |
| 2017 | глубинные   | 48       | 89     |       | 73        | 68         |
|      | устьевые    | 139      | 375    |       | 428       | 444        |
| 2018 | глубинные   | 4        | 46     |       | 47        | 44         |
|      | устьевые    | 158      | 454    |       | 404       | 437        |
| 2019 | глубинные   | 15       | 93     | 19    | 49        | 86         |
|      | устьевые    | 151      | 508    | 128   | 427       | 458        |
| 2020 | глубинные   | 11       | 69     | 6     | 36        | 70         |
|      | устьевые    | 160      | 532    | 129   | 425       | 484        |

На основании производственного опыта была определена совокупность критериев, свидетельствующих о прорыве пара в добывающих скважинах:

- увеличение температуры (>65°C на устье);
- резкий рост обводненности;
- рост динамического уровня.

При фиксации вышеупомянутых факторов, для подтверждения прорыва пара проводится анализ минерализации добываемой жидкости путем шестикомпонентной пробы, поскольку собственная пластовая вода месторождения имеет минерализацию порядка 30 г/л, а используемая в парогенераторах пресная вода имеет минерализацию ~395,2 мг/л.

Значения температур, зафиксированные в скважинах, не удовлетворяющих вышеприведенным критериям, были исключены и не использовались для построения карт изотерм.

#### **Восточный участок**

##### ***I Объект***

Средняя температура пласта на I объекте, включая добывающие и нагнетательные скважины, на данном участке равна 86,5°C.

Средняя пластовая температура в районе добывающих скважин равна 58,6°C, средняя устьевая температура ~39°C (от 23 до 66°C).



Пластовая температура в районе паронагнетательных скважин варьирует от 164 до 242°C. Средняя пластовая температура в районе ПНС ~197°C, устьевая ~206°C.

### **II Объект**

Средняя температура пласта на II объекте, включая добывающие и нагнетательные скважины, на данном участке равна 87,5°C.

Средняя пластовая температура в районе добывающих скважин равна 62°C, средняя устьевая температура ~39°C (от 21 до 62°C).

Пластовая температура в районе паронагнетательных скважин варьирует от 152 до 224°C. Средняя пластовая температура в районе ПНС ~180°C, устьевая ~188°C.

### **III Объект**

Средняя температура пласта на III объекте, включая добывающие и нагнетательные скважины, на данном участке равна 91°C.

Средняя пластовая температура в районе добывающих скважин равна 64°C, средняя устьевая температура ~39°C (от 24 до 67°C).

Пластовая температура в районе паронагнетательных скважин варьирует от 156 до 248°C. Средняя пластовая температура в районе ПНС ~193°C, устьевая ~204°C.

### **Северный участок**

На северном участке месторождения для построения карт изотерм использовались данные температур по 171 скважине: 153 добывающим, 9 паро- и 9 водонагнетательным.

Средняя температура пласта на северном участке, включая добывающие и нагнетательные скважины, равна ~90,4°C.

Средняя пластовая температура в районе добывающих скважин равна 67°C, устьевая ~35,6°C (от 24 до 67°C).

В 9 паронагнетательных скважинах температура в пласте варьирует от 184 до 225°C, а устьевая температура равна 194-235°C. Средняя пластовая температура в районе ПНС ~196°C, устьевая ~205°C.

В 9 водонагнетательных скважинах пластовая температура варьирует от 29 до 40°C, а устьевая температура равна 25-30°C.

### **Западный участок**

На 1 и 3 объектах Западного участка проводится чередующаяся закачка пара (ЧЗ) месторождения.

На данном участке месторождения для построения карт изотерм использовались данные температур по 254 добывающим и 50 нагнетательным.

### **I Объект**



Средняя температура пласта в добывающих скважинах, входящих в зону ЧЗ определяется на уровне  $\sim 56^{\circ}\text{C}$  (от  $49$  до  $84^{\circ}\text{C}$ ), средняя устьевая температура  $\sim 29^{\circ}\text{C}$  (от  $23$  до  $59^{\circ}\text{C}$ ). Температура пласта в паронагнетательных скважинах, работающих на участке ЧЗ, варьирует в пределах  $170\text{--}215^{\circ}\text{C}$ . Средняя пластовая температура паронагнетательных скважин в районе ЧЗ  $\sim 192^{\circ}\text{C}$ , устьевая  $\sim 203^{\circ}\text{C}$ .

### III Объект

Средняя температура пласта в добывающих скважинах, входящих в зону ЧЗ определяется на уровне  $54^{\circ}\text{C}$  (от  $29$  до  $61^{\circ}\text{C}$ ), средняя устьевая температура  $\sim 26^{\circ}\text{C}$  (от  $23$  до  $28^{\circ}\text{C}$ ). Температура пласта в паронагнетательных скважинах, работающих на участке ЧЗ, варьирует от  $226\text{--}228^{\circ}\text{C}$ . Средняя забойная температура паронагнетательных скважин в районе ЧЗ  $\sim 225^{\circ}\text{C}$ , устьевая  $\sim 239^{\circ}\text{C}$ .

Таблица 3.2.38- Распределение средней пластовой температуры по зонам, объектам и участкам.

| Объект | Участок    | Зона добывающих скважин | Зона ПНС | По участку |
|--------|------------|-------------------------|----------|------------|
| I      | Восток     | 58,6                    | 197      | 86,5       |
|        | Запад (ЧЗ) | 56                      | 192      |            |
|        | Север (ЧЗ) | 64                      | 196      | 90,4       |
| II     | Восток     | 62                      | 180      | 87,5       |
| III    | Восток     | 64                      | 193      | 91         |
|        | Запад (ЧЗ) | 54                      | 225      |            |

Ниже приведены карты изотерм по месторождению Каражанбас по трем объектам.

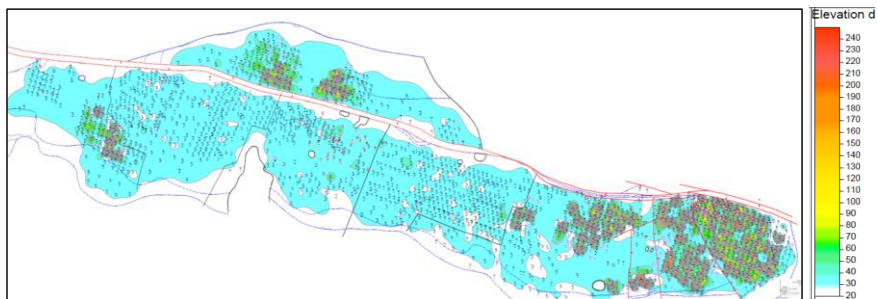


Рисунок 3.2.36– Карта изотерм 1 объекта по состоянию 01.07.2020 г.

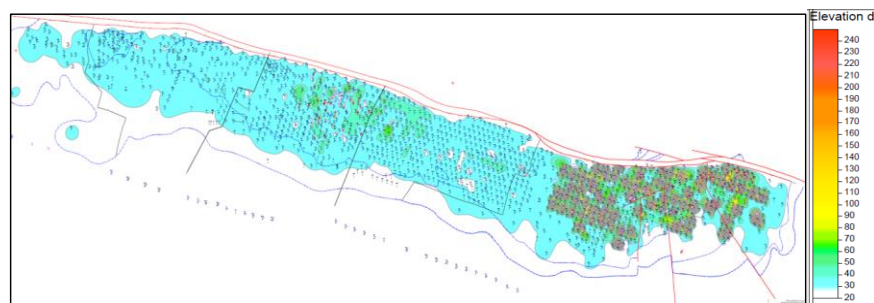


Рисунок 3.2.37– Карта изотерм 2 объекта по состоянию 01.07.2020 г.





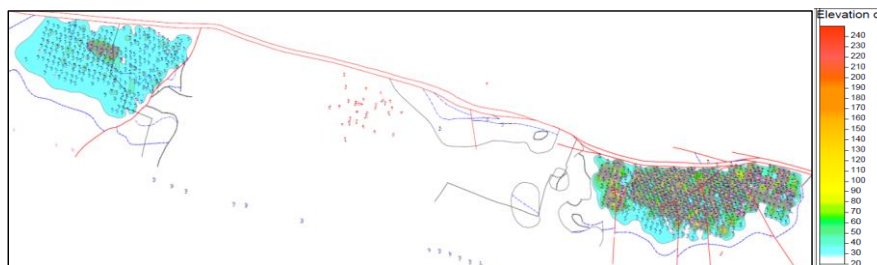


Рисунок 3.2.38– Карта изотерм 3 объекта по состоянию 01.07.2020 г.

#### **Выводы и рекомендации**

- Для построения карт изотерм использовались данные о пластовой температуре в 3404-замеров, в том числе: в 2743-добывающей и 661 – паронагнетательных добавить период.
- Наиболее высокие температуры в добывающих скважинах наблюдаются на востоке III объекта разработки, наиболее низкие – на западе III объекта.
- Для предотвращения прорывов пара необходимо проведение мероприятий по регулированию закачки пара.
- Температурный фронт по рассмотренным участкам распространён неравномерно: в отдельных добывающих скважинах, расположенных в зоне закачки пара, температура не превышает начальную температуру пласта (+27°C), что требует дальнейшего изучения геологического строения.
- Необходимо проводить исследования пластовой температуры в работающих скважинах, так как при остановке скважины температура в скважине значительно падает.
- Одной из причин фиксации низких температур является глушение скважины при ремонте или исследовании скважины.

#### **3.2.6 Анализ изменения газового фактора**

В пластовых условиях (при пластовом давлении) газ находится в растворенном состоянии и только при снижении давления начинает выделяться из нефти. Количество растворенного в нефти газа характеризует газосодержание нефти.

Газовый фактор представляет собой объемное содержание газа в единице массы нефти ( $G_F = Q_g/Q_n$ ), единица измерения – м<sup>3</sup>/т.

Средние значения параметров газосодержания, утвержденные в Проекте разработки 2001 г., изменяются по объектам - от 5,6 м<sup>3</sup>/т до 9,8 м<sup>3</sup>/т (табл. 3.2.39).



Таблица 3.2.39 – Средние значения параметров газосодержания по объектам разработки м. Каражанбас, утвержденные в Проекте разработки 2001 г.

| Объекты                                 | Количество исследованных |      | Диапазон<br>изменения | Среднее<br>значение |
|---|--------------------------|------|-----------------------|---------------------|
|   | скважин                  | проб |                       |                     |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т       |                          |      |                       |                     |
| I-объект (Пласты А, Б)                  | 4                        | 7    | 2,64-6,57             | 5,58                |
| II-объект (Пласт Г, Д)                  | 9                        | 9    | 2,54-8,19             | 6,86                |
| III-объект (Горизонт Ю-I, Ю-II - Запад) | 5                        | 5    | 8,3-10,8              | 9,8                 |
| III-объект (Горизонт Ю-I - Восток)      | 4                        | 10   | 6,94-12,15            | 9,2                 |

Объем информации о свойствах пластовой нефти после составления Проекта разработки 2001 г. значительно увеличился (табл. 3.2.39).

Как видно из таблицы 3.2.39, в Уточненном проекте разработки проанализирована 71 проба из 48 скважин по всем участкам месторождения. Среднее значение газосодержания при текущем энергетическом состоянии залежей не превышало 9,21 м<sup>3</sup>/т.

В период с 2012 по 2019 годы на месторождении были отобраны 65 глубинных проб из 43 скважин. По данным исследований среднее значение газосодержания по участкам до 2020 года не превышает 8,7 м<sup>3</sup>/т, что согласуется с данными Проекта разработки, за исключением показателя 2018 года, который достигает 10 м<sup>3</sup>/т. В 2019 году газосодержание по результатам лабораторных исследований снижается и в среднем по месторождению составляет 6,1 м<sup>3</sup>/т. В течение 2020 года пробы не отбирались.

Таблица 3.2.40 – Средние параметры газосодержания нефти по объектам разработки м. Каражанбас и выделенным участкам (в УПР и по глубинным пробам 2012-2019 гг.)

| Объекты   | Кол-во исследованных |      | Диапазон изменения | Среднее значение |
|---|----------------------|------|--------------------|------------------|
|   | скв                  | проб |                    |                  |
| УПР (2009 г.)   |                      |      |                    |                  |
| I-объект – (Пласт А - Север)                            | 3                    | 4    | 6,49-12,00         | 9,09             |
| I-объект – (Пласты А, Б – Центральный , Запад)          | 9                    | 11   | 3,60-8,20          | 5,97             |
| I-объект – (Пласты А, Б, В – Восток)                    | 5                    | 10   | 2,42-7,74          | 5,29             |
| II-объект – (Пласты Г, Д – Центральный участок, Запад)  | 14                   | 18   | 3,90-10,09         | 7,07             |
| II-объект – (Пласты Г, Д – Восток)                      | 8                    | 14   | 5,95-12,15         | 8,21             |
| III-объект – (Горизонт Ю-I - Запад)                     | 1                    | 1    | -                  | 4,70             |
| III-объект – (Горизонт Ю-I, Ю-II – Центральный участок) | 2                    | 2    | 8,30-10,12         | 9,21             |
| III-объект – (Горизонт Ю-I, Ю-II - Восток)              | 6                    | 11   | 6,79-12,15         | 8,75             |
| 2012 год  |                      |      |                    |                  |
| III-объект – (Горизонт Ю-I, Ю-II- Запад)                | 1                    | 2    | 3,52-3,78          | 3,65             |
| 2013 год  |                      |      |                    |                  |
| I-объект – (Пласты А, Б– Центральный)                   | 1                    | 2    | 2,85-2,96          | 2,91             |
| I-объект – (Горизонт А1- Восток)                        | 1                    | 2    | 4,2-4,33           | 4,27             |
| II-объект – (Горизонт Г, Д -Центральный)                | 1                    | 2    | 4,02-4,58          | 4,30             |
| II-объект – (Горизонт Г -Восток)                        | 3                    | 5    | 1,99-6,12          | 5,13             |
| 2014 год  |                      |      |                    |                  |
| I-объект – (Пласты А, Б– Центральный)                   | 1                    | 2    | 3,01-3,54          | 3,28             |
| I-объект – (Горизонт А1, Б, В- Восток)                  | 2                    | 4    | 2,86-5,01          | 3,94             |
| I-объект – (Горизонт А1- Север)                         | 1                    | 2    | 6,34-7,56          | 6,95             |
| II-объект – (Горизонт Г -Восток)                        | 2                    | 4    | 7,22-9,44          | 8,24             |
| III-объект – (Горизонт Ю-I Западный)                    | 1                    | 2    | 5,12-5,74          | 5,43             |
| 2015 год  |                      |      |                    |                  |
| I-объект – (Пласты А, Б– Центральный)                   | 1                    | 3    | 5,46-5,93          | 5,68             |
| I-объект – (Пласты А, Б, В– Запад)                      | 1                    | 3    | 4,26-4,9           | 4,58             |



| 2016 год   |   |   |           |      |
|--|---|---|-----------|------|
| I-объект – (Пласты А, Б, В – Центральный)            | 1 | 3 | 5,64-5,81 | 5,72 |
| 2017 год   |   |   |           |      |
| I-объект – (Пласт А1 – Север)                        | 1 | 2 | 3,78-3,82 | 3,8  |
| I-объект – (Пласты А1, Б – Восток)                   | 1 | 2 | 5,48-5,65 | 5,57 |
| II-объект – (Пласт Г – Восток)                       | 1 | 2 | 5,73-6,28 | 6,01 |
| 2018 год   |   |   |           |      |
| I-объект – (Пласт А1 – Север)                        | 3 | 3 | 4,7-13,62 | 9,3  |
| I-объект – (Пласты А1, Б – Восток)                   | 2 | 2 | 8,5-11,49 | 10,0 |
| II-объект – (Пласт Г – Восток)                       | 6 | 6 | 4,8-7,9   | 6,7  |
| 2019 год   |   |   |           |      |
| I-объект – (Пласт А1, Б, В все участки)              | 4 | 4 | 3,19-7,63 | 6,21 |
| II-объект – (Пласты Г, Д – Центр, Запад, Восток)     | 5 | 5 | 3,23-9,17 | 6,34 |
| III-объект – (Пласт Д2, Ю1-2 – Центр, Запад, Восток) | 3 | 3 | 4,18-7,22 | 5,78 |

Проектное значение газового фактора по месторождению было установлено на уровне газосодержания – 8,3 м<sup>3</sup>/т. График динамики технологических показателей месторождения с начала разработки (рис.3.2.39) показывает, что газовый фактор по месторождению до 2011 года находился на уровне проектного – 8 м<sup>3</sup>/т, так как в этот период при расчете и прогнозе объема добычи попутного газа использовался утвержденный в проекте газовый фактор. Аналогичная ситуация фиксируется на всех участках месторождения.

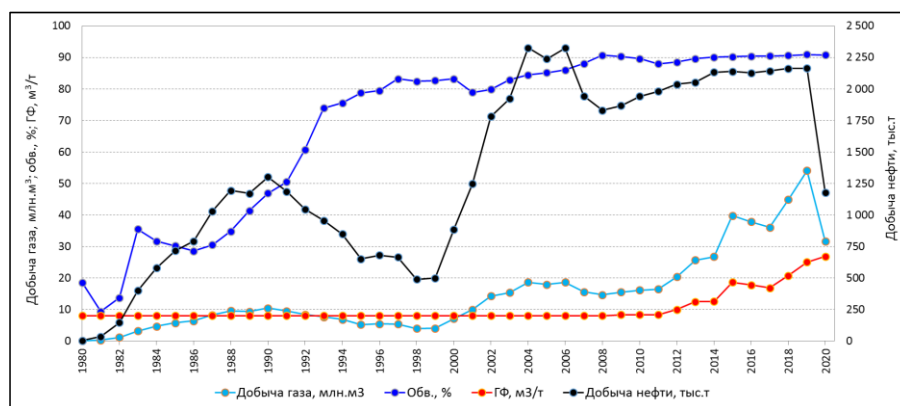


Рисунок 3.2.39- Динамика газового фактора по месторождению

С 2012 года учет попутно добываемого газа на месторождении ведется на узлах учета ГЗУ газовыми счетчиками (8 ед.) марки Proline t-mass 65 (производства Endress+Hauser Flowtec AG, Швейцария).

Процесс замера ГФ происходит следующим образом: попутно добываемый газ проходит подготовку, после чего объем подготовленного газа фиксируется газовыми счетчиками, установленными на выходе ГКУ по всем ГЗУ. Далее, очищенный газ подается на основную линию и, объединяясь с газом м. Каламкас, идет на собственные нужды



месторождения.

Средний газовый фактор, полученный в результате производимого учета газа на ГЗУ (табл. 3.2.41, рис. 3.2.40), заметно превысил проектное значение ( $8,3 \text{ м}^3/\text{т}$ ) и изменяется в 2012-2020 годах в среднем по месторождению от  $10 \text{ м}^3/\text{т}$  до  $26,8 \text{ м}^3/\text{т}$  практически с ежегодным нарастанием по всем участкам. Наибольшее его увеличение наблюдается по Северному участку месторождения – с  $10,1 \text{ м}^3/\text{т}$  в 2012 г. до  $57,9 \text{ м}^3/\text{т}$  в 2020 году.

Таблица 3.2.41 – Динамика фактических замеров газового фактора на ГЗУ по участкам в 2012-2020 гг.

| Участки    | Промысловый газовый фактор, м³/т |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
|------------|----------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|--|
|            | 2012                             | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |  |
| Центр      | 10,0                             | 12,5 | 14,7 | 27,4 | 28,4 | 26,6 | 32,7 | 39,8 | 43,5 |  |
| Восток     | 9,9                              | 12,5 | 10,2 | 12,3 | 10,3 | 10,5 | 13,7 | 15,7 | 16,1 |  |
| Запад      | 10,4                             | 12,5 | 16,4 | 27,4 | 26,6 | 23,2 | 20,9 | 33,4 | 38,1 |  |
| Север      | 10,1                             | 12,5 | 18,3 | 37,7 | 42,3 | 33,6 | 43,8 | 45,8 | 57,9 |  |
| По мест-ию | 10,0                             | 12,5 | 12,5 | 18,6 | 17,8 | 16,8 | 20,7 | 25,0 | 26,8 |  |

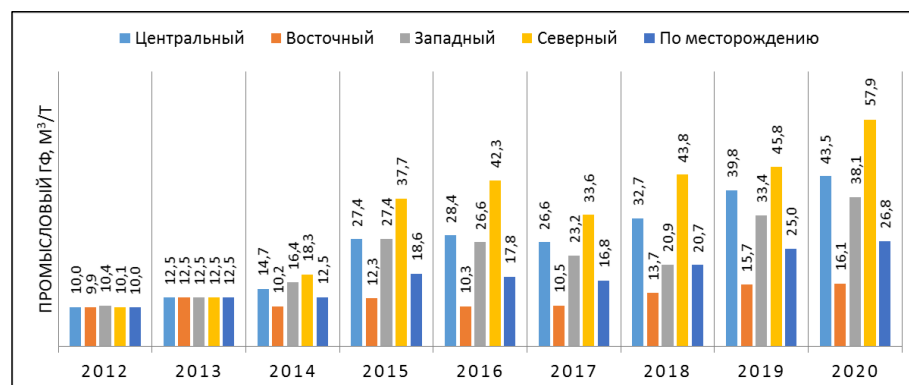


Рисунок 3.2.40– Динамика фактических замеров газового фактора на ГЗУ по участкам в 2012-2020 гг.

#### Замеры, проведенные измерительными установками

С целью уточнения значений газового фактора **в 2014 году** на месторождении были выполнены замеры в 100 эксплуатационных скважинах измерительными установками «Спектр», «АСМА-Т» и «УЗМТ» – всего 102 замера. Результаты замеров изменяются в широком диапазоне – от  $1,6$  до  $19,9 \text{ м}^3/\text{т}$ , из них:

- Центр –  $1,6$ - $19,9 \text{ м}^3/\text{т}$ ;
- Север –  $5,6$ - $17,4 \text{ м}^3/\text{т}$ ;
- Запад –  $4,1$ - $18,1 \text{ м}^3/\text{т}$ ;
- Восток –  $5,7$ - $19,9 \text{ м}^3/\text{т}$ .

По результатам замеров измерительными установками среднее значение газового фактора по участкам изменяется от  $8,7 \text{ м}^3/\text{т}$  (Север) до  $17,2 \text{ м}^3/\text{т}$  (Центр, III объект), составив в целом по месторождению  $9,9 \text{ м}^3/\text{т}$  (табл. 3.2.42). Максимальные значения



газового фактора зафиксированы практически на всех участках месторождения (11,98-19,9 м<sup>3</sup>/т), из минимальных значений диапазонов по участкам наиболее высокий газовый фактор зарегистрирован в скважинах западного участка II объекта (14,5 м<sup>3</sup>/т), где работает всего 1 нагнетательная скважина.

Таблица 3.2.42 – Распределение ГФ по диапазонам, 2014 г.

| Диапазон        | до 10 | 10-20 | 20-30 | 30-50 | 50-100 | Всего |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|
| Кол-во скв., ед | 65    | 34    | 1     | 2     | 0      | 102   |
| %               | 63,73 | 33,33 | 0,98  | 1,96  | 0,0    | 100   |

**Во втором полугодии 2017 года** на месторождении также проводились замеры газового фактора по скважинам для уточнения его значения по эксплуатационным объектам и участкам. Всего было выполнено 115 замеров по 104 скважинам, по 8 скважинам для уточнения были проведены повторные замеры (табл. 3.2.46). По четырем скважинам (4120, 5815, 3673, 667) получены аномально высокие значения (240,2-1373,2 м<sup>3</sup>/т). При повторном замере в скважине 4120 аномально высокое значение газового фактора подтвердилось (1-й замер - 1373,2 м<sup>3</sup>/т, 2-й замер – 1016,7 м<sup>3</sup>/т). Анализ результатов повторных измерений показал, что в целом по месторождению, а также по Западному, Восточному и Северному участкам наблюдается увеличение среднего значения газового фактора по сравнению с 2014 годом практически в два раза (табл. 3.2.43), по Центральному участку выполнен повторный замер в одной из скважин, увеличение ГФ незначительное – от 10,6 м<sup>3</sup>/т до 11,6 м<sup>3</sup>/т. Аномально высокие значения газового фактора получены по скважинам I объекта на Восточном (264,4 м<sup>3</sup>/т), Западном (1016,7 м<sup>3</sup>/т) и Северном (242,5 м<sup>3</sup>/т) участках месторождения. Из минимальных значений в диапазонах по участкам наиболее высокий газовый фактор, как и в 2014 году, зарегистрирован в скважинах Западного участка I объекта (11,7 м<sup>3</sup>/т).

Таблица 3.2.43 – Распределение ГФ по диапазонам, 2017 г.

| Диапазон        | до 10 | 10-20 | 20-30 | 30-50 | 50-100 | 100-500 | >500 | Всего |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|--------|---------|------|-------|
| Кол-во скв., ед | 66    | 11    | 9     | 3     | 8      | 4       | 1    | 102   |
| %               | 64,71 | 10,78 | 8,82  | 2,94  | 7,84   | 3,92    | 0,98 | 100   |

**В 2018 году** на месторождении также были проведены замеры с помощью измерительных установок в 15 скважинах, причем с целью подтверждения результатов замеров, проведенных в 2014-2017 годах, были проведены повторные замеры в 8 скважинах с замерами, проведенными в 2014-2017 гг. (табл. 3.2.44).

Таблица 3.2.44 – Распределение ГФ по диапазонам, 2018 г.

| Диапазон        | до 10 | 10-20 | 20-30 | 30-50 | 50-100 | 100-500 | >500 | Всего |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|--------|---------|------|-------|
| Кол-во скв., ед | 9     | 2     | 2     | 1     | 0      | 1       | 0    | 15    |
| %               | 60,00 | 13,33 | 13,33 | 6,67  | 0,00   | 6,67    | 0,00 | 100   |

Минимальные и максимальные результаты ГФ были зафиксированы на Западном



участке – 0,25 м³/т и 123,8 м³/т (табл. 3.2.45).

Таблица 3.2.45 – Результаты замеров ГФ измерительными установками в 2018 г.

| № п/п | Скв. | Участок | Пласт              | Обв., % | ГФ-2018, м³/т | ГФ 2014-2017 г., м³/т | Δ, м³/т | Примечание           |
|-------|------|---------|--------------------|---------|---------------|-----------------------|---------|----------------------|
| 1     | 4120 | Запад   | Б, В               | 95,6    | 123,81        | 1016,7                | -892,89 | высокий ГФ в 2017 г. |
| 2     | 1049 | Запад   | Б, В               | 71,98   | 23,98         | 88                    | -64,02  | высокий ГФ в 2017 г. |
| 3     | 6116 | Запад   | Ю <sub>1</sub>     | 31,96   | 4,1           |                       |         |                      |
| 4     | 5768 | Север   | А <sub>2</sub>     | 70,75   | 14,82         |                       |         |                      |
| 5     | 513  | Центр   | Д                  | 74,96   | 6,35          |                       |         |                      |
| 6     | 6К   | Центр   | Г                  | 4,12    | 6,46          |                       |         |                      |
| 7     | 628  | Центр   | А <sub>1</sub> , Б | 70,38   | 0,85          |                       |         |                      |
| 8     | 4001 | Запад   | Г                  | 64,85   | 0,25          |                       |         |                      |
| 9     | 2426 | Восток  | Д                  | 66,35   | 9,02          | 0,41                  | 8,61    | мин. замер 2017 г.   |
| 10    | 3673 | Восток  | А <sub>1</sub> , Б | 10,59   | 4,55          | 264,23                | -259,68 | высокий ГФ в 2017 г. |
| 11    | 7610 | Восток  | Д <sub>2</sub>     | 45,79   | 0,36          |                       |         |                      |
| 12    | 5842 | Север   | А <sub>1</sub>     | 70,59   | 3,07          | 67,5                  | -64,43  | замер 2017 г.        |
| 13    | 3956 | Север   | А <sub>2</sub>     | 75,41   | 26,44         | 17,37                 | 9,07    | замер 2014 г.        |
|       |      |         |                    |         |               | 53,1                  | -26,66  | замер 2017 г.        |
| 14    | 2213 | Центр   | Г                  | 66,64   | 13,11         | 19,63                 | -6,52   | замер 2017 г.        |
| 15    | 2055 | Восток  | А <sub>1</sub>     | 58,49   | 42,4          |                       |         |                      |

**В 2019 году** произведено 67 замеров ГФ передвижными установками. Аномально высокие значения при проведении замеров были зафиксированы по всем участкам (Центр – 156,1 м³/т, Запад – 202,9 м³/т, Север – 175,2 м³/т), кроме восточного. Максимальное значение ГФ было зафиксировано на западном участке месторождения и составило 202,9 м³/т. Разброс значений ГФ по восточному участку составил 0,14-26,9 м³/т (табл. 3.2.46).

Таблица 3.2.46 – Распределение ГФ по диапазонам, 2019 г.

| Диапазон        | до 10 | 10-20 | 20-30 | 30-50 | 50-100 | 100-500 | >500 | Всего |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|--------|---------|------|-------|
| Кол-во скв., ед | 28    | 17    | 5     | 6     | 7      | 4       | 0    | 67    |
| %               | 41,79 | 25,37 | 7,46  | 8,96  | 10,45  | 5,97    | 0,00 | 100   |

**В 2020 году** было произведено 160 замеров газового фактора в 134 скважинах Центрального и Восточного участков с помощью установки «ОЗНА» (табл. 3.2.47), при этом в 15 скважинах замеры были произведены дважды, в пяти скважинах (568, 1494, 1537, 1538 и 2055) – трижды.

Количество скважин с ГФ превышающим 50 м³/т составило ~25% (табл. 3.2.47). Аномально высокие значения были зафиксированы в основном в скважинах Центральной части месторождения (568 – 521,1 м³/т, 1217 – 985 м³/т, 1461 – 2141,1 м³/т, 1464 – 1011,2 м³/т и 8096 – 1262,7 м³/т), а также в скважине 3661 (1615,7 м³/т) Восточного участка.

Таблица 3.2.47 – Распределение ГФ по диапазонам, 2020 г.

| Диапазон        | до 10 | 10-20 | 20-30 | 30-50 | 50-100 | 100-500 | >500 | Всего |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|--------|---------|------|-------|
| Кол-во скв., ед | 80    | 12    | 5     | 3     | 11     | 17      | 6    | 134   |
| %               | 59,70 | 8,96  | 3,73  | 2,24  | 8,21   | 12,69   | 4,48 | 100   |



С целью подтверждения достоверности замеров в 21 скважине были проведены повторные замеры газового фактора, промежуток между повторными исследованиями составлял от 0,5 до 292,1 суток (табл. 3.2.48).

Таблица 3.2.48- Результаты повторных замеров, проведенных в 2020 г.

| Скв  | Первичный замер    | ГФ, м <sup>3</sup> /т | Повторный замер     | ГФ, м <sup>3</sup> /т | Межзамерный период, сут |
|------|--------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|-------------------------|
| 558  | 19 октября 2020 г. | 89,28                 | 19 октября 2020 г.  | 146,79                | 0,5                     |
| 568  | 19 мая 2020 г.     | 521,13                | 20 мая 2020 г.      | 643,29                | 0,8                     |
| 634  | 30 августа 2020 г. | 47,50                 | 16 октября 2020 г.  | 195,27                | 47,4                    |
| 1359 | 25 февраля 2020 г. | 6,40                  | 5 марта 2020 г.     | 7,81                  | 8,7                     |
| 1475 | 31 августа 2020 г. | 233,69                | 18 октября 2020 г.  | 263,70                | 48,1                    |
| 1494 | 22 февраля 2020 г. | 12,58                 | 27 марта 2020 г.    | 4,62                  | 33,8                    |
| 1537 | 15 января 2020 г.  | 8,46                  | 2 ноября 2020 г.    | 0,02                  | 292,1                   |
| 1538 | 12 января 2020 г.  | 9,78                  | 13 января 2020 г.   | 2,60                  | 0,6                     |
| 1547 | 23 февраля 2020 г. | 1,62                  | 9 марта 2020 г.     | 2,56                  | 14,7                    |
| 1591 | 24 февраля 2020 г. | 14,95                 | 11 марта 2020 г.    | 5,51                  | 15,7                    |
| 1628 | 2 марта 2020 г.    | 23,25                 | 17 марта 2020 г.    | 14,77                 | 15,0                    |
| 1689 | 4 мая 2020 г.      | 375,73                | 22 августа 2020 г.  | 0,00                  | 110,0                   |
| 1838 | 4 июня 2020 г.     | 11,81                 | 24 сентября 2020 г. | 0,09                  | 112,3                   |
| 1839 | 1 июня 2020 г.     | 25,98                 | 23 сентября 2020 г. | 0,25                  | 113,7                   |
| 2055 | 26 мая 2020 г.     | 49,71                 | 26 ноября 2020 г.   | 158,18                | 183,6                   |
| 3661 | 20 февраля 2020 г. | 21,34                 | 30 ноября 2020 г.   | 1615,68               | 284,3                   |
| 4731 | 14 марта 2020 г.   | 4,41                  | 18 мая 2020 г.      | 6,05                  | 65,2                    |
| 4734 | 9 ноября 2020 г.   | 0,40                  | 9 ноября 2020 г.    | 0,06                  | 0,1                     |
| 4915 | 5 апреля 2020 г.   | 0,33                  | 29 ноября 2020 г.   | 0,27                  | 238,1                   |
| 4916 | 11 апреля 2020 г.  | 0,00                  | 27 ноября 2020 г.   | 0,40                  | 230,5                   |
| 5271 | 17 октября 2020 г. | 1,35                  | 21 октября 2020 г.  | 0,61                  | 3,8                     |

\* Красным цветом отмечен рост газового фактора, зеленым – падение.

Как следует из данных, приведенных в таблице, в 9 из 21 скважины зафиксирован рост ГФ, в 12 – падение.

На графиках (рис. 3.2.41-42) приведены результаты первичных и повторных замеров с указанием межзамерного периода. Графики разделены для значений ГФ до 25 м<sup>3</sup>/т и выше 25 м<sup>3</sup>/т.

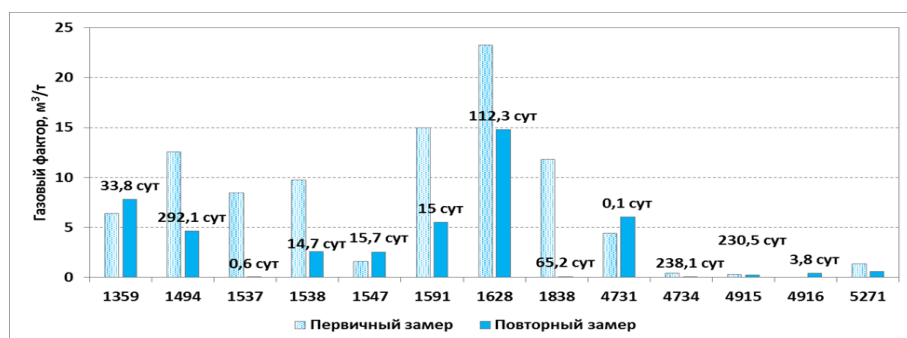


Рисунок 3.2.41 – Результаты повторных замеров значения ГФ (до 25 м<sup>3</sup>/т), проведенных в 2020 г.



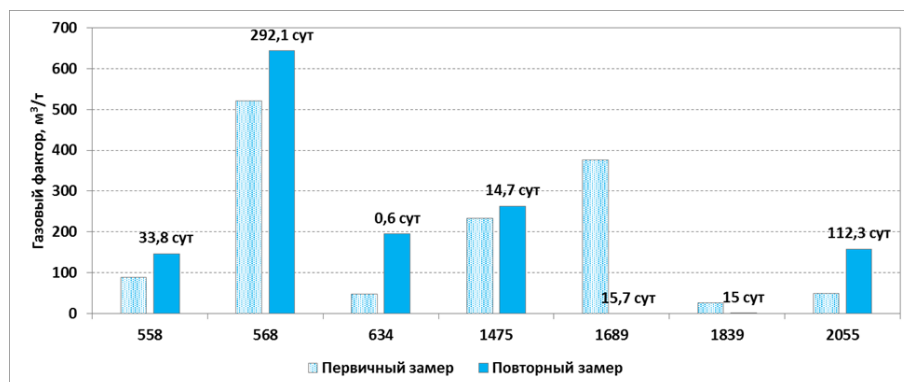


Рисунок 3.2.42 – Результаты повторных замеров значения ГФ (более 25 м³/т), проведенных в 2020 г.

Как можно заметить, повторные замеры в скважинах с ГФ ниже 25 м³/т показывают снижение, а замеры в скважинах с ГФ выше 25 м³/т и аномально высокие (более 50 м³/т) напротив, показывают рост ГФ, причем изменение значения ГФ не зависит от временного промежутка между замерами.

Помимо этого, было проведено сравнение ГФ по 31 скважине, в которых замеры были произведены дважды за весь период проведения промысловых замеров, в период 2014-2020 гг. (табл. 3.2.50).

Таблица 3.2.49 – Результаты повторных замеров ГФ, 2014-2020 г.

| № п/п | Сква | Год  | Газовый фактор, м³/т | Год  | Газовый фактор, м³/т |
|-------|------|------|----------------------|------|----------------------|
| 1     | 378  | 2017 | 39,81                | 2019 | 18,08                |
| 2     | 416  | 2014 | 19,93                | 2017 | 9,59                 |
| 3     | 634  | 2014 | 17,15                | 2020 | 0,78                 |
| 4     | 1049 | 2017 | 1,05                 | 2018 | 3,35                 |
| 5     | 1056 | 2014 | 16,51                | 2014 | 18,10                |
| 6     | 1206 | 2017 | 3,64                 | 2020 | 0,99                 |
| 7     | 1384 | 2014 | 2,46                 | 2017 | 2,09                 |
| 8     | 1463 | 2019 | 9,34                 | 2020 | 0,43                 |
| 9     | 1541 | 2017 | 19,92                | 2020 | 5,00                 |
| 10    | 1547 | 2017 | 19,63                | 2020 | 13,11                |
| 11    | 1636 | 2014 | 0,41                 | 2020 | 9,02                 |
| 12    | 1639 | 2014 | 11,35                | 2020 | 20,74                |
| 13    | 1666 | 2014 | 14,25                | 2020 | 4,34                 |
| 14    | 1911 | 2017 | 17,45                | 2019 | 4,80                 |
| 15    | 2055 | 2017 | 0,25                 | 2020 | 0,59                 |
| 16    | 2213 | 2017 | 1,54                 | 2018 | 0,98                 |
| 17    | 2426 | 2017 | 39,00                | 2018 | 21,22                |
| 18    | 2641 | 2014 | 24,91                | 2019 | 26,92                |
| 19    | 3412 | 2014 | 0,36                 | 2020 | 6,47                 |
| 20    | 3665 | 2014 | 10,32                | 2017 | 55,94                |
| 21    | 3673 | 2017 | 5,74                 | 2018 | 70,43                |
| 22    | 3956 | 2014 | 67,55                | 2017 | 3,07                 |
| 23    | 4000 | 2014 | 1,60                 | 2017 | 121,38               |
| 24    | 4001 | 2018 | 11,16                | 2019 | 107,54               |
| 25    | 4120 | 2017 | 9,77                 | 2019 | 159,20               |





|    |      |      |          |      |        |
|----|------|------|----------|------|--------|
| 26 | 5271 | 2017 | 87,29    | 2020 | 163,66 |
| 27 | 5815 | 2014 | 264,42   | 2017 | 4,55   |
| 28 | 5842 | 2017 | 17,37    | 2018 | 115,93 |
| 29 | 6024 | 2014 | 1 016,66 | 2017 | 51,25  |
| 30 | 7112 | 2014 | 11,65    | 2017 | 242,51 |
| 31 | 7610 | 2018 | 88,02    | 2019 | 23,98  |

\* Красным цветом отмечен рост ГФ, зеленым – падение.

На приведенных рисунках (рис. 3.2.43-44) можно заметить тенденцию, описанную выше – повторные замеры в скважинах с ГФ ниже 40 м<sup>3</sup>/т показывают преимущественно снижение ГФ, а замеры в скважинах с ГФ выше 40 м<sup>3</sup>/т напротив, показывают рост ГФ, причем изменение значения ГФ не зависит от временного промежутка между замерами.

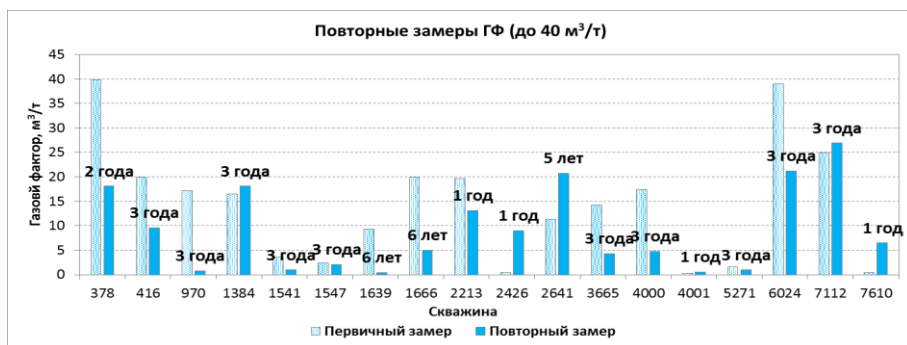


Рисунок 3.2.43 – Результаты повторных замеров ГФ (до 40 м<sup>3</sup>/т), проведенных в 2014-2020 г.

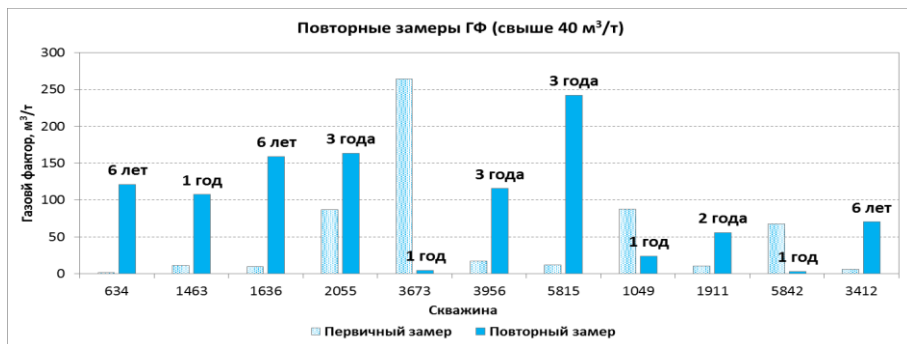


Рисунок 3.2.44 – Результаты повторных замеров ГФ (свыше 40 м<sup>3</sup>/т), проведенных в 2014-2020 г.

В таблице 3.2.49 приведено сравнение результатов по скважинам, в которых за период 2014-2019 гг. проводился отбор глубинных проб с определением газосодержания и наряду с этим выполнены замеры газового фактора. Из данных таблицы видно, что из 23 скважин, в 6 скважинах (3889, 6115, 1056, 2402, 6116, 513) результаты согласуются, по 5 скважинам имеется существенное расхождение с увеличением в сторону замеров.



Таблица 3.2.50- Скважины с результатами замеров ГФ и газосодержанием по гл. пробам 2014-2018 гг.

| № п/п | № скв | Участок | Объект | Гор-т    | ГФ-2014, м³/т | ГФ-2017, м³/т | ГФ-2018, м³/т | Газосодержание, м³/т |
|-------|-------|---------|--------|----------|---------------|---------------|---------------|----------------------|
| 1     | 1056  | Запад   | III    | Ю1       | 7,92          |               |               | 5,43                 |
| 2     | 3889  | Север   | I      | A1       | 7,68          |               |               | 7,63                 |
| 3     | 6024  | Запад   | III    | Ю1 Ю2    | 39            | 28,98         |               | 7,43-7,21            |
| 4     | 6115  | Запад   | III    | Ю1, Ю2   |               | 6,11          |               | 7,61                 |
| 5     | 1565  | Восток  | II     | Г        |               | 7,77          |               | 6,01                 |
| 6     | 2055  | Восток  | I      | A1       |               | 87,29         |               | 5,43                 |
| 7     | 7011  | Восток  | III    | D2       |               | 0,8           |               | 5,3                  |
| 8     | 2402  | Центр   | I      | A1, B    |               | 3,05          |               | 3,19                 |
| 9     | 6308  | Запад   | I      | A1, B    |               | 10,26         |               | 1,55-1,47            |
| 10    | 2982  | Восток  | II     | Г        |               | 15,11         |               | 7,35-7,22            |
| 11    | 3355  | Восток  | II     | Г        |               | 6,53          |               | 8,96-9,44            |
| 12    | 4872  | Восток  | III    | D2       |               | 0,64          |               | 5,46-5,51-4,82       |
| 13    | 5483  | Восток  | I      | A1, B, B |               | 4,17          |               | 4,03-3,99-3,95       |
| 14    | 2637  | Центр   | II     | Г, Д     |               | 51,1          |               | 1,68-1,67            |
| 15    | 537   | Центр   | I      | A1, B    |               | 2,3           |               | 5,93-5,64            |
| 16    | 5376  | Север   | I      | A1       |               | 0,2           |               | 1,52-1,56; 2,15-2,32 |
| 17    | 3673  | Восток  | I      | A1, B    |               | 264,23        |               | 5,65-5,48            |
| 18    | 5871  | Центр   | I      | A1       |               | 0,5           |               | 3,78-3,82            |
| 19    | 200   | Центр   | I      | B        |               | 37,7          |               | 3,54-3,01            |
| 20    | 6116  | Запад   | III    | Ю1       |               |               | 4,1           | 4,18                 |
| 21    | 5768  | Север   | I      | A2       |               |               | 14,82         | 7,5                  |
| 22    | 513   | Центр   | II     | D        |               |               | 6,35          | 6,25                 |
| 23    | 2055  | Восток  | I      | A1       |               |               | 42,4          | 7,61                 |

В таблице 3.2.50 приведено распределение замеров газового фактора промысловыми установками (2014-2020 гг.) по диапазонам значений. Как видно из рисунка 3.2.45 и таблицы 3.2.50, газовый фактор по основному количеству скважин (63,7% – в 2014 г. и 59,4% – в 2020 г.) находится на уровне предельного газосодержания (9,6 м³/т), утвержденного в проектном документе. Газовый фактор в пределах 10-20 м³/т зафиксирован в 34 скважинах в 2014 году, и в 13 скважинах в 2020 году. Газовый фактор в диапазоне 20-50 м³/т определен в 3 скважинах в 2014 году и в 8 скважинах в 2020 году, газовый фактор выше 50 м³/т в 2014 году не зафиксирован, в 2020 году, в диапазоне 50-100 м³/т определен по 12 скважинам. Кроме того, в 2017, 2019 и 2020 годах были зафиксированы значения ГФ в диапазоне 100-250 м³/т и выше, а в 2017 и 2020 гг. зафиксированы аномальные значения – свыше 1000 м³/т.

Таблица 3.2.51 - Распределение замеров по диапазонам значений газового фактора (2014-2020 гг.)

| Диапазон           | до 10 | 10-20 | 20-50 | 50-100 | 100-250 | >250 | Всего |
|--------------------|-------|-------|-------|--------|---------|------|-------|
| <b>2014 год</b>    |       |       |       |        |         |      |       |
| Кол-во замеров, ед | 65    | 34    | 3     |        |         |      | 102   |
| %                  | 63,7  | 33,3  | 2,9   |        |         |      | 100   |
| <b>2017 год</b>    |       |       |       |        |         |      |       |
| Кол-во замеров, ед | 66    | 11    | 12    | 8      | 3       | 2    | 102   |
| %                  | 64,7  | 10,8  | 11,8  | 7,8    | 2,9     | 2,0  | 100   |
| <b>2018 год</b>    |       |       |       |        |         |      |       |
| Кол-во замеров, ед | 9     | 2     | 3     | 1      |         |      | 15    |
| %                  | 60,0  | 13,3  | 20,0  | 6,7    |         |      | 100   |
| <b>2019 год</b>    |       |       |       |        |         |      |       |
| Кол-во замеров, ед | 28    | 17    | 11    | 7      | 4       |      | 67    |
| %                  | 41,8  | 25,4  | 16,4  | 10,4   | 6,0     |      | 100   |
| <b>2020 год</b>    |       |       |       |        |         |      |       |
| Кол-во замеров, ед | 95    | 13    | 13    | 12     | 15      | 12   | 160   |
| %                  | 59,4  | 8,1   | 8,1   | 7,5    | 9,4     | 7,5  | 100   |



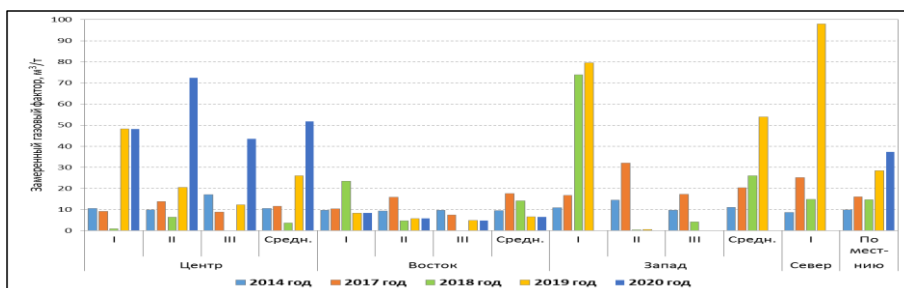


Рисунок 3.2.45 – Средние значения ГФ, замеренного промысловыми установками по участкам и объектам (2014-2020 гг.).



Таблица 3.2.52 – Результаты замеров ГФ измерительными установками в 2014-2020 гг.

| Участки    | Кол-во скв. | ГФ, м³/т    |           | Кол-во скв. | ГФ, м³/т    |           | Кол-во скв. | ГФ, м³/т    |           | Кол-во скв. | ГФ, м³/т    |           | Кол-во скв. | ГФ, м³/т    |       |
|------------|-------------|-------------|-----------|-------------|-------------|-----------|-------------|-------------|-----------|-------------|-------------|-----------|-------------|-------------|-------|
|            |             | Инт. измен. | Ср. знач. |             | Инт. измен. | Ср. знач. |             | Инт. измен. | Ср. знач. |             | Инт. измен. | Ср. знач. |             |             |       |
|            |             | 2014 г.     |           |             | 2017 г.     |           |             | 2018 г.     |           |             | 2019 г.     |           |             | 2020 г.     |       |
| Центр      | 17          | 1,6-19,9    | 10,6      | 35          | 0,1-51,1    | 11,6      | 4           |             | 3,6       | 44          | 2,2-156,1   | 25,96     | 59          | 0,1-341     | 51,76 |
| I объект   | 6           | 6,5-13,4    | 10,5      | 12          | 0,1-37,7    | 9,13      | 1           | -           | 0,85      | 11          | 4,1-156,1   | 48,21     | 18          | 0,21-341    | 72,5  |
| II объект  | 10          | 1,6-19,9    | 9,9       | 17          | 0,8-51,1    | 13,73     | 3           | 6,4-6,5     | 6,4       | 25          | 2,2-91,4    | 20,48     | 40          | 0,01-16,8   | 43,5  |
| I+II       |             |             |           |             |             |           |             |             |           |             |             |           | 1           |             | 5,2   |
| III объект | 1           |             | 17,15     | 6           | 1,3-20,7    | 8,87      |             |             |           | 4           | 6,0-15,2    | 12,28     |             |             |       |
| Восток     | 30          | 5,6-19,9    | 9,5       | 37          | 0,1-264,4   | 17,67     | 4           |             | 14,1      | 12          | 0,1-26,9    | 6,51      | 75          | 0,005-375,7 | 26,4  |
| I объект   | 7           | 6,3-14,2    | 9,69      | 14          | 0,1-264,4   | 10,42     | 2           | 4,6-46,9    | 23,5      | 5           | 0,1-26,9    | 8,33      | 18          | 0,05-163,7  | 17,7  |
| I+II       |             |             |           | 1           |             | 3,4       |             |             |           |             |             |           | 1           |             | 5,45  |
| II объект  | 9           | 5,7-19,9    | 9,3       | 9           | 0,4-68,7    | 15,85     | 2           | 0,4-9,0     | 4,7       | 3           | 0,7-15,1    | 5,73      | 19          | 0,005-115,3 | 26,8  |
| II+III     |             |             |           | 1           |             | 18,1      |             |             |           |             |             |           |             |             |       |
| III объект | 14          | 5,6-17,0    | 9,6       | 12          | 0,6-28,7    | 7,51      |             |             |           | 4           | 0,8-9,66    | 4,82      | 37          | 0,03-375,7  | 30,8  |
| Запад      | 27          | 4,1-18,1    | 11        | 14          | 2,3-240,2   | 20,33     | 4           |             | 26,1      | 9           | 0,5-202,9   | 54,01     |             |             |       |
| I объект   | 19          | 4,1-17,7    | 10,8      | 6           | 2,3-240,2   | 16,68     | 2           | 23,9-123,8  | 73,9      | 4           | 26,-202,9   | 79,61     |             |             |       |
| II объект  | 3           | 10,3-18,1   | 14,5      | 2           | 11,7-59,8   | 32,09     | 1           |             | 0,3       | 1           |             | 0,59      |             |             |       |
| III объект | 5           | 7,9-11,9    | 9,7       | 6           | 6,1-30,5    | 17,18     | 1           |             | 4,1       |             |             |           |             |             |       |
| Север      | 26          | 5,5-17,3    | 8,7       | 9           | 0,2-242     | 25,19     | 3           | 3,1-26,4    | 14,8      | 2           | 20,7-175,2  | 97,98     |             |             |       |
| По м-нию   | 100         | 1,6-19,9    | 9,9       | 95          | 0,1-240,2   | 16,09     | 15          |             | 14,7      | 67          | 0,1-202,9   | 28,39     | 134         | 0,05-375,7  | 37,3  |

С целью визуального и количественного восприятия на графиках (рис. 3.2.46- 3.2.50) были отображены значения замеров газового фактора по месторождению и участкам, произведенные в период 2014-2020 гг., а также данные по газосодержанию из глубинных проб. На данных рисунках для сопоставления отражены также значения годового газового фактора за период 2012-2020 гг., определяемого через объем замеренного газа на ГЗУ. Видно, что по всем участкам официально принятый промысловый показатель значительно отклоняется от основного диапазона, заданного замерами (2014-2020 гг.) и глубинными пробами (до 10 м<sup>3</sup>/т), однако, ввиду низкого охвата фонда замерами (3,8-4,0%), выполнить достоверную оценку среднего показателя не представляется возможным.

С целью выявления закономерностей и причин повышения ГФ в скважинах выполнен анализ факторов, влияющих на данный показатель: энергетического состояния пластов в данных зонах, показателей работы скважин, в том числе степени обводнения, компенсации отбора закачкой, месторасположения скважин и др. На фрагментах карт (рис. 3.2.42- 3.2.45) по участкам отмечена соответствующим цветом градация значений замеренного газового фактора:

- зеленым – до 20 м<sup>3</sup>/т
- синим – 20-50 м<sup>3</sup>/т;
- желтым – 50-100 м<sup>3</sup>/т;
- фиолетовым – 100-250 м<sup>3</sup>/т;
- красным – свыше 250 м<sup>3</sup>/т.

Видно, что скважины с низким значением газового фактора в основном доминируют на восточном и центральном участках. Наибольшее количество скважин с повышенным газовым фактором приурочено к западным и северному участкам.

Установить взаимосвязь между наличием разломов и высоким газовым фактором не представляется возможным, поскольку высокие значения фиксируются повсеместно – и в приразломных областях (Восток, Запад, Север), и в зоне отсутствия нарушений (Центр, Восток).

Четкой корреляции между значениями газового фактора и степенью обводнения скважин не наблюдается. Так, например, в скважинах 3673 и 558 газовый фактор, замеренный передвижными установками, составил 264,4 и 118,0 м<sup>3</sup>/т, обводненность данных скважин, зафиксированная при замере ГФ составила 4,3 и 15% соответственно. При этом в скважинах 5815 и 3661 газовый фактор, замеренный передвижными установками, составил 242,5 и 1651,7 м<sup>3</sup>/т, обводненность в данных скважинах составила 90,7 и 88,2% соответственно.



Для правомерного обоснования зависимости ГФ от обводненности продукции скважины Институтом был проведен ряд экспериментов по насыщению пластовой воды, а также других типов вод, попутным газом месторождения Каражанбас. Как показали результаты анализов, пластовая вода при существующих термобарических условиях разрабатываемых залежей не растворяет в себе более 3–4 м<sup>3</sup> газа на 1 м<sup>3</sup> воды. Таким образом, максимальное содержание газа в воде не превысит 4 м<sup>3</sup>/т. Исходя из вышеизложенного, при повышении обводненности продукции скважин ГФ общей жидкости будет уменьшаться по сравнению с газосодержанием пластовой нефти. Если рассчитывать ГФ относительно общего объема газа и объема только нефти (без учета воды) то ГФ будет повышаться, однако фактически ГФ нефти при оптимальном режиме эксплуатации (без снижения забойного давления ниже  $P_{\text{нас.нач}}$ , когда происходит частичная дегазация нефти) остается на уровне текущих значений газосодержания.

В 7 скважинах с низкими и в 6 скважинах с высокими значениями газового фактора пластовое давление ниже давления насыщения, данные скважины в большинстве случаев расположены в приразломных зонах структуры.

Для получения более широкого статистического материала и проведения анализа на его основе Институтом были подобраны 358 скважин-кандидатов (табл. 3.2.52), в том числе:

- скважины, в которых были зафиксированы наиболее высокие значения ГФ;
- скважины, расположенные в зонах нарушений, выявленных по данным сейсмосъемки;
- скважины, расположенные в приразломных зонах.

Таблица 3.2.53– Распределение скважин-кандидатов для замера ГФ по участкам и объектам

| Объект       | Запад     | Восток     | Север     | Центр     | Всего      |
|--------------|-----------|------------|-----------|-----------|------------|
| I            | 24        | 115        | 28        | 23        | 190        |
| II           | 7         | 58         | 0         | 27        | 92         |
| III          | 19        | 55         | 0         | 2         | 76         |
| <b>Всего</b> | <b>50</b> | <b>228</b> | <b>28</b> | <b>52</b> | <b>358</b> |

#### Выводы и рекомендации:

- Исследования глубинных проб за период 2012-2019 гг. показывают газосодержание, не превышающее 10 м<sup>3</sup>/т.
- До 2012 года при расчете и прогнозе объема добычи попутного газа использовался утвержденный в проекте газовый фактор, принятый по месторождению исходя из значения газосодержания – 8,3 м<sup>3</sup>/т.
- С 2012 года, после оборудования ГЗУ приборами учета (8 ед.), наблюдается



*практически ежегодное увеличение газового фактора по месторождению, от 10 м<sup>3</sup>/т в 2012 г. до 26,8 м<sup>3</sup>/т в 2020 г.*

- *Ежегодный рост ГФ фиксируется по всем участкам месторождения, наибольшее увеличение – по Северному участку (до 57,9 м<sup>3</sup>/т) в 2020 году, наименьшее – по Восточному (с 15,7 до 16,1 м<sup>3</sup>/т).*
- *В период 2014-2020 гг. произведен 421 замер газового фактора измерительными установками. Количество скважин с газовым фактором в пределах до 10 м<sup>3</sup>/т снижается ежегодно (с 63,7% в 2014 г. до 59,7% в 2020 г.), при этом соответственно растет количество скважин с повышенным ГФ, так, к примеру, количество скважин с аномально высоким ГФ в 2020 году (выше 200 м<sup>3</sup>/т) увеличилось с 0 до 9 ед. (6,7%). Таким образом, наблюдается тенденция увеличения количества скважин с повышенным газовым фактором за весь период наблюдений.*
- *Согласно статистическим данным, более половины замеров и исследований показывают значение газового фактора в диапазоне до 10 м<sup>3</sup>/т. Однако на достоверность оценки негативно влияет низкий охват фонда замерами и исследованиями (3,8-4,0%).*
- *Установить взаимосвязь между наличием разломов и высоким газовым фактором не представляется возможным, поскольку высокие значения фиксируются повсеместно – как в приразломных областях (Восток, Запад, Север), так и в зоне отсутствия нарушений (Центр, Восток).*
- *Четкой корреляции между значениями газового фактора и степенью обводнения скважин не наблюдается: в скважинах с низкой обводненностью фиксируется высокий ГФ (>100 м<sup>3</sup>/т) при обводненности до 20%, в то же время высокий газовый фактор фиксируется и в скважинах с высокой – >90% – обводненностью. Кроме того, как показали результаты анализов, проведенных лабораторией КазНИПИ, пластовая вода при существующих термобарических условиях разрабатываемых залежей не растворяет в себе более 3-4 м<sup>3</sup> газа на 1 м<sup>3</sup> воды. Таким образом, максимальное содержание газа в воде не превысит 4 м<sup>3</sup>/т, что не позволяет связать рост газового фактора с ростом обводненности продукции вследствие полученных значений (>50 м<sup>3</sup>/т).*
- *Результаты повторных замеров (21 скв.), проведенных в 2020 г. показали, что скважины с низкими ГФ (<25 м<sup>3</sup>/т) в большинстве случаев демонстрируют падение ГФ (10 из 13 скв.), тогда как скважины с высоким (>100 м<sup>3</sup>/т) и аномально высоким (500-1000 м<sup>3</sup>/т) ГФ – рост (6 из 8 скв.).*



- Подобные результаты были получены при анализе повторных замеров, проведенных в течение всего периода наблюдений – 2014-2020 гг.: из 18 скважин с ГФ до 40 м<sup>3</sup>/т при повторном замере 12 показали снижение, 6 – рост. В 3-х скважинах с ГФ выше 40 м<sup>3</sup>/т из 11 зафиксировано снижение, в 8 – рост.
- Данные, полученные при повторных замерах, не позволяют четко установить происхождение высокого газового фактора, поскольку не зависит ни от временного промежутка между замерами, ни от геологических условий.
- Сложившаяся ситуация позволяет предположить, что одной из причин проявления высоких значений промыслового ГФ (газового фактора) на месторождении Каражанбас может являться вовлечение в процесс разработки растворенного газа из неизвлекаемых запасов пластовой нефти юрских и меловых продуктивных залежей. Так, по причине локального падения пластового давления в зоне дренирования добывающих скважин происходит опережающий выход растворенного в нефти газа из трудноизвлекаемых зон горных коллекторов, в связи с чем наблюдается проявление высоких значений ГФ на устье скважин. Для подтверждения этого предположения рекомендуется провести повторные замеры в скважинах с подтвержденным высоким газовым фактором.
- Рекомендуется проведение мониторинга уровня ГФ в течение года в скважинах с зафиксированным аномально высоким значением ГФ (4120, 568, 1217, 1461, 1464, 3661, 8096) с осуществлением замеров не реже 2-х раз в месяц до получения стабильных значений.
- Также рекомендуется проведение замеров в скважинах, расположенных в приразломных зонах, а также на восточном участке в зонах расположения разломов, выделенных по результатам сейсмосъемки.





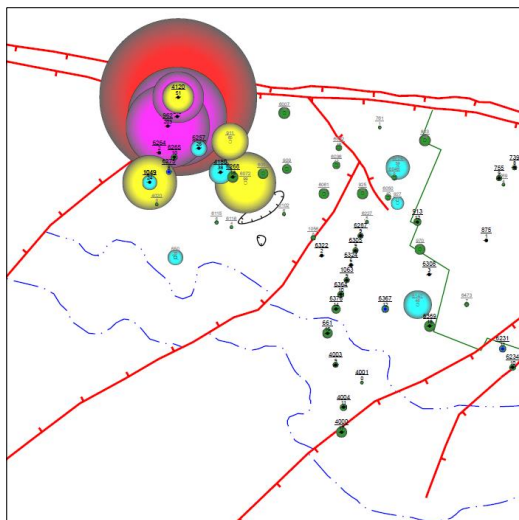


Рисунок 3.2.46- Скважины с замераами ГФ, согласно градации. Западный участок

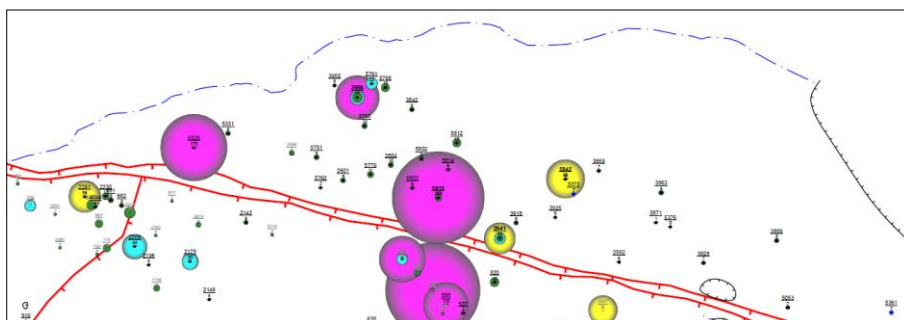


Рисунок 3.2.47- Скважины с замераами ГФ, согласно градации. Северный участок

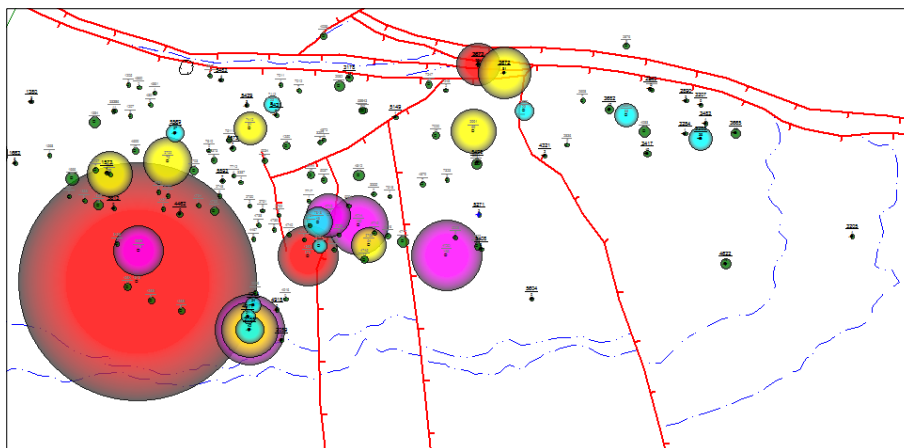


Рисунок 3.2.48- Скважины с замераами ГФ, согласно градации. Восточный участок



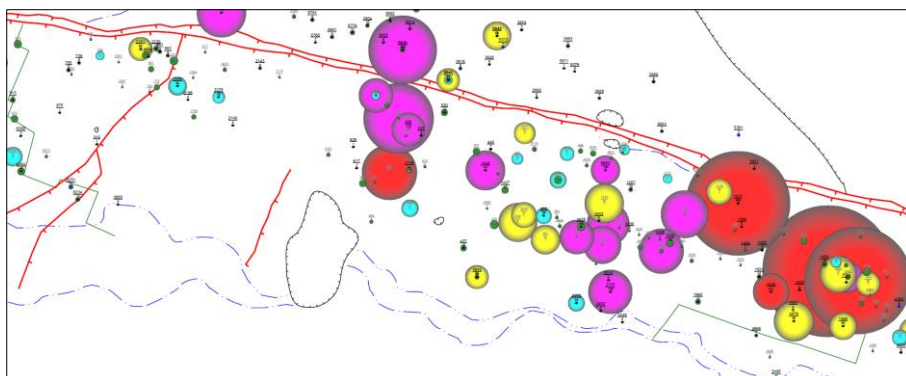


Рисунок 3.2.49- Скважины с замамии ГФ, согласно градации. Центральный участок

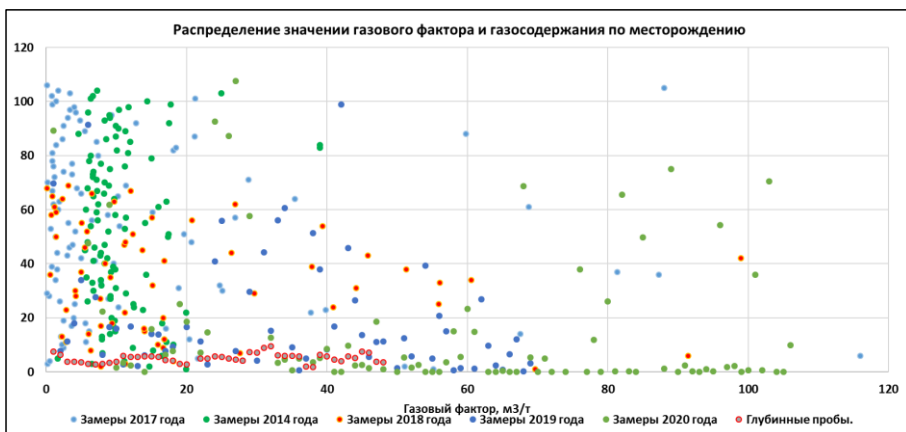


Рисунок 3.2.50- Распределение значений газового фактора в целом по месторождению

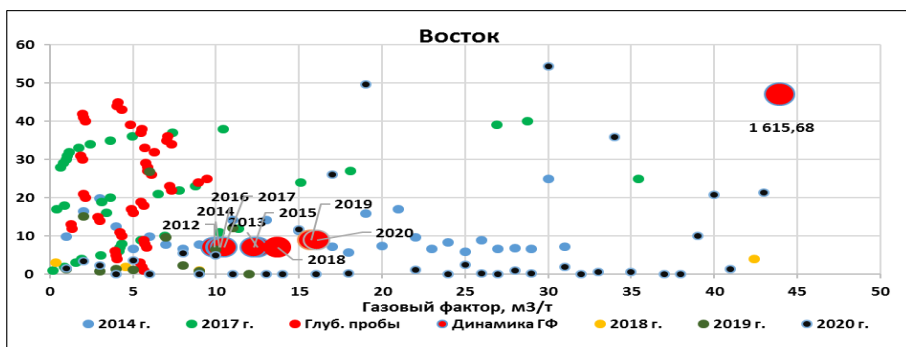


Рисунок 3.2.51- Распределение значений газового фактора. Восточный участок



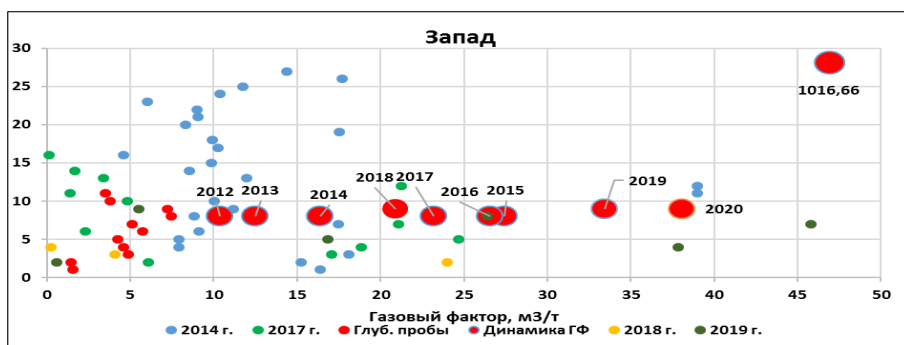


Рисунок 3.2.52– Распределение значений газового фактора. Западный участок

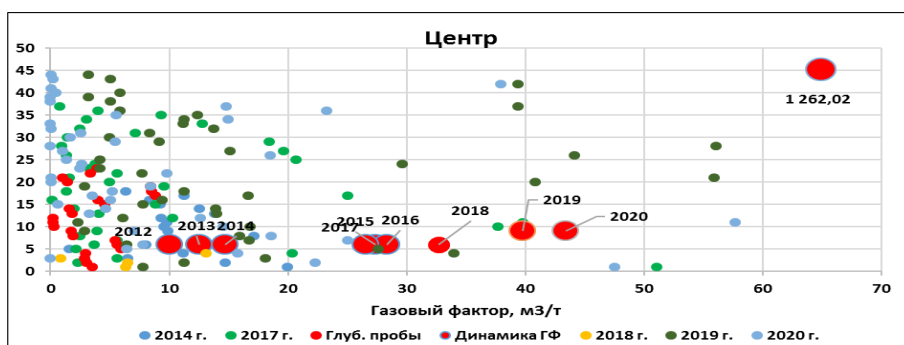


Рисунок 3.2.53– Распределение значений газового фактора. Центральный участок

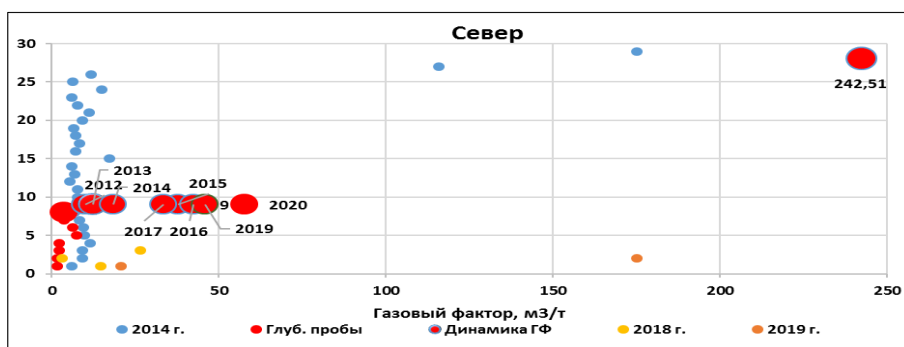


Рисунок 3.2.54– Распределение значений газового фактора. Северный участок



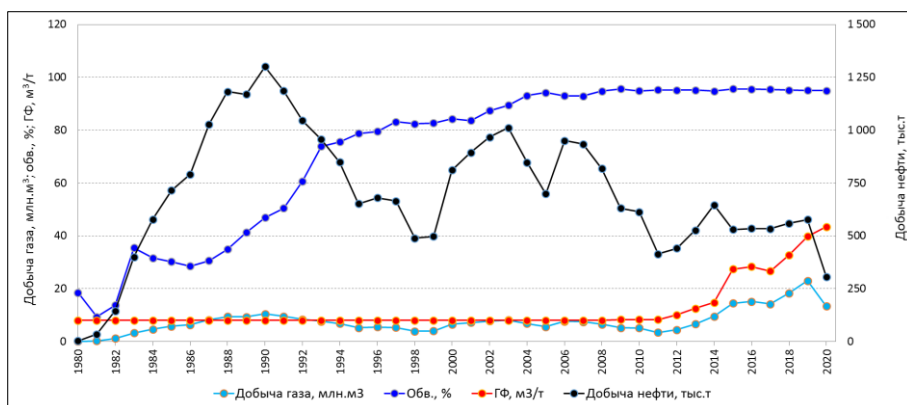


Рисунок 3.2.55— Динамика газового фактора по Центральному участку

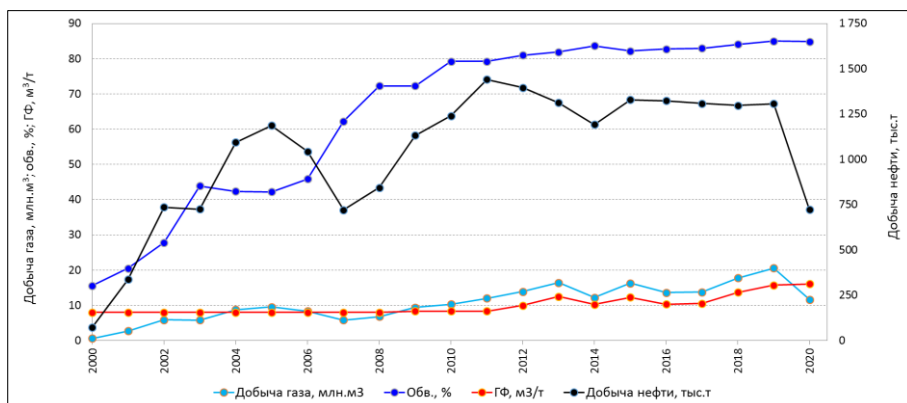


Рисунок 3.2.56-Динамика газового фактора по Восточному участку

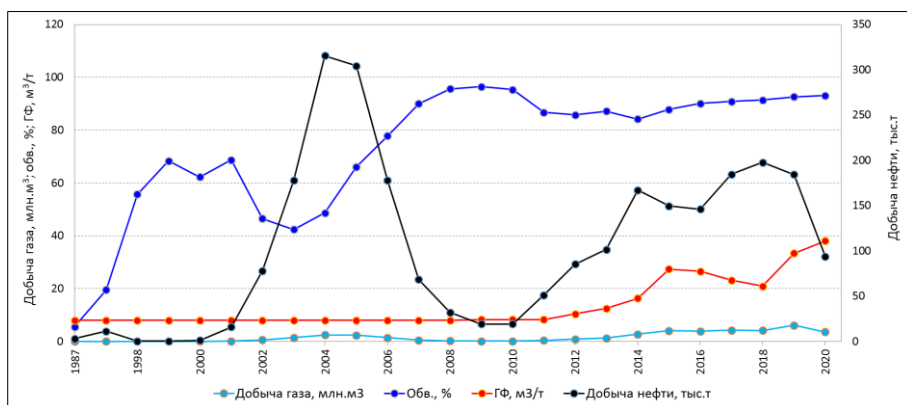


Рисунок 3.2.57– Динамика газового фактора по Западному участку



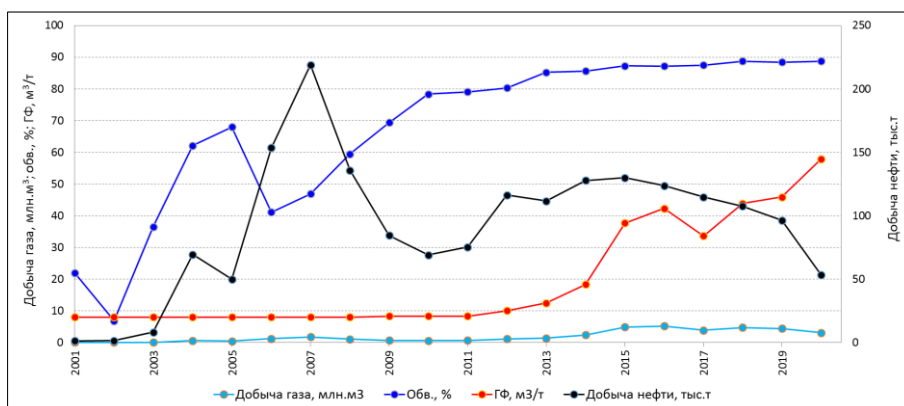


Рисунок 3.2.58– Динамика газового фактора по Северному участку

### 3.2.7 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

#### 3.2.7.1 Оценка эффективности применяемой системы заводнения на Западном и Центральном участках месторождения

В настоящее время на месторождении Каражанбас закачка воды осуществляется в пласты центрального и западного участков I, II, III объектов, а также в западную и частично южную части восточного участка I и II объектов.

##### Центральный участок

По состоянию на 01.01.2021 г. всего на центральном участке месторождения находятся 409 нагнетательных скважин.

Действующий водонагнетательный фонд включает 393 ед., что составляет 96,6% от всего фонда нагнетательных скважин Центрального участка, в бездействии пребывают 16 ед. (3,4%).

Из действующих нагнетательных скважин участка 194 ед. (49,4%) и 161 ед. (40,9%) соответственно работают на I и II объектах, 33 ед. (8,4%) на III объекте и 5 ед. (1,3%) совместно эксплуатируют I и II объекты.

Основные причины бездействия нагнетательных скважин: нарушения экс. колонны, заколонные перетоки, низкая приемистость, технологические простои.

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2021 г. представлена в таблице

Таблица 3.2.54 - Характеристика фонда скважин Центрального участка по состоянию на 01.01.2021 г.

| Наименование       | Категория скважин | Количество скважин по объектам |     |     |      |       |
|--------------------|-------------------|--------------------------------|-----|-----|------|-------|
|                    |                   | I                              | II  | III | I-II | Итого |
| Водонагнетательные | действующие       | 194                            | 161 | 33  | 5    | 393   |
|                    | бездействующие    | 4                              | 9   | 3   | 0    | 16    |
| Итого              |                   | 198                            | 170 | 36  | 5    | 409   |



Распределение действующих водонагнетательных скважин Центрального участка по величине приемистости представлено в таблице 8.4.2.

Более половины нагнетательных скважин – 187 ед. или 49% – имеют приемистость в диапазоне от 30 до 50 м³/сут, 104 скважины (27%) имеют приемистость от 20 до 30 м³/сут, 66 скважин (17%) работают с приемистостью свыше 50 м³/сут, приемистость 28 скважин (7%) менее 20 м³/сут.

Среднесуточная приемистость по Центральному участку на дату анализа составила 37,2 м³/сут.

Таблица 3.2.55- Распределение водонагнетательных скважин Центрального участка по приемистости на 01.01.2021 г.

| Показатели         | Диапазон приемистости, м³/сут, т/сут |       |       |       |          | Итого |
|--------------------|--------------------------------------|-------|-------|-------|----------|-------|
|                    | до 20                                | 20-30 | 30-40 | 40-50 | более 50 |       |
| I объект           |                                      |       |       |       |          |       |
| Количество скважин | 17                                   | 58    | 47    | 36    | 35       | 193   |
| В процентах        | 8,8%                                 | 30,1% | 24,4% | 18,7% | 18,1%    | 100%  |
| II объект          |                                      |       |       |       |          |       |
| Количество скважин | 10                                   | 41    | 40    | 44    | 19       | 154   |
| В процентах        | 6,5%                                 | 26,6% | 26,0% | 28,6% | 12,3%    | 100%  |
| III объект         |                                      |       |       |       |          |       |
| Количество скважин | 0                                    | 5     | 4     | 13    | 11       | 33    |
| В процентах        | 0,0%                                 | 15,2% | 12,1% | 39,4% | 33,3%    | 100%  |
| I-II объект        |                                      |       |       |       |          |       |
| Количество скважин | 1                                    | 0     | 1     | 2     | 1        | 5     |
| В процентах        | 20,0%                                | 0,0%  | 20,0% | 40,0% | 20,0%    | 100%  |
| Всего              |                                      |       |       |       |          |       |
| Количество скважин | 28                                   | 104   | 92    | 95    | 66       | 385   |
| В процентах        | 7%                                   | 27%   | 24%   | 25%   | 17%      | 100%  |

#### Западный участок

По состоянию на 01.01.2021 г. на западном участке месторождения находятся 45 нагнетательных скважин. Действующий фонд включает 43 ед., бездействующие нагнетательные скважины на участке отсутствуют.

Из действующих нагнетательных скважин участка 16 ед. (35,6%) и 27 ед. (60%) соответственно работают на I и III объектах, 2 скважины (4,4%) на II объекте, бездействующие скважины на западном участке отсутствуют.

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2021 г. представлена в таблице.

Таблица 3.2.56– Характеристика фонда водонагнетательных скважин западного участка месторождения

| Наименование       | Категория скважин | Количество скважин по объектам |          |           |           |
|--------------------|-------------------|--------------------------------|----------|-----------|-----------|
|                    |                   | I                              | II       | III       | Итого     |
| Водонагнетательные | действующие       | 16                             | 2        | 27        | 45        |
|                    | бездействующие    | 0                              | 0        | 0         | 0         |
| <b>Итого</b>       |                   | <b>16</b>                      | <b>2</b> | <b>27</b> | <b>45</b> |



Распределение действующих нагнетательных скважин западного участка по величине приемистости представлено в таблице 8.4.4.

Из данных приведенных в таблице следует, что 20% (9 ед.) действующих нагнетательных скважин работают с приемистостью от 30 до 50 м<sup>3</sup>/сут, с приемистостью более 50 м<sup>3</sup>/сут работает 75% (33 ед.) от общего количества действующих скважин.

Таблица 3.2.57– Распределение водонагнетательных скважин западного участка по приемистости на 01.01.2021 г.

| Показатели         | Диапазон приемистости, м³/сут, т/сут |       |       |       |          | Итого |
|--------------------|--------------------------------------|-------|-------|-------|----------|-------|
|                    | до 20                                | 20-30 | 30-40 | 40-50 | более 50 |       |
| I объект           |                                      |       |       |       |          |       |
| Количество скважин | 0                                    | 0     | 1     | 1     | 14       | 16    |
| В процентах        | 0,0%                                 | 0,0%  | 0,5%  | 0,5%  | 7,3%     | 8%    |
| II объект          |                                      |       |       |       |          |       |
| Количество скважин | 0                                    | 0     | 1     | 1     | 0        | 2     |
| В процентах        | 0,0%                                 | 0,0%  | 0,6%  | 0,6%  | 0,0%     | 1%    |
| III объект         |                                      |       |       |       |          |       |
| Количество скважин | 0                                    | 2     | 0     | 5     | 19       | 26    |
| В процентах        | 0,0%                                 | 6,1%  | 0,0%  | 15,2% | 57,6%    | 79%   |
| I-II объект        |                                      |       |       |       |          |       |
| Количество скважин | 0                                    | 0     | 0     | 0     | 0        | 0     |
| В процентах        | 0,0%                                 | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%     | 0%    |
| Всего              |                                      |       |       |       |          |       |
| Количество скважин | 0                                    | 2     | 2     | 7     | 33       | 44    |
| В процентах        | 0%                                   | 5%    | 5%    | 16%   | 75%      | 100%  |

#### Характеристика отборов нефти, жидкости и газа, показателей закачки воды и компенсации

##### Центральный участок

Действующий фонд добывающих скважин **1 объекта Центрального участка** на 01.01.2021 г. составляет 440 ед., нагнетательных – 197 ед.

Среднесуточные дебиты нефти за период 2016-2020 гг. составили 0,98-1,2 т/сут, жидкости – 18-21 т/сут, обводненность – 94,6-94,4%, приемистость – 43,7-38,0 м<sup>3</sup>/сут, компенсация – 86,6-71,7% (рис. 3.2.55).

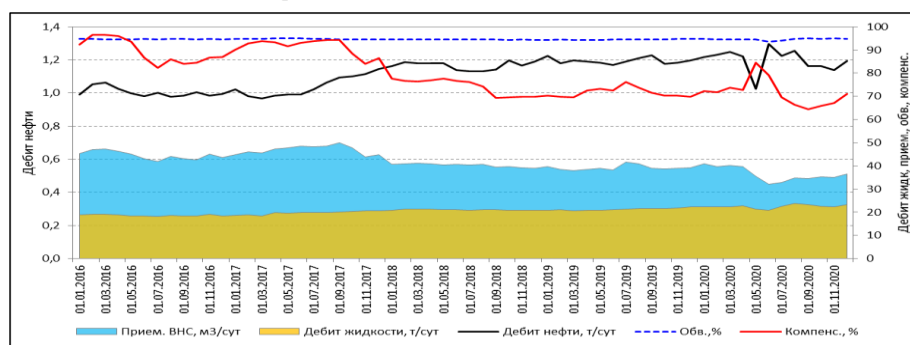


Рисунок 3.2.59- Динамика основных технологических показателей разработки 1 объекта Центрального участка



Поведение кривых говорит о том, что дебит жидкости и обводненность в течение рассматриваемого периода находятся приблизительно на одном уровне, при этом дебиты нефти выросли с 0,98 до 1,2 т/сут, при снижении компенсации с 89,2% до 71%, что свидетельствует об эффективности мер по регулированию заводнения, проводимых Недропользователем.

Таблица 3.2.58– Динамика ОТПР 1 объекта Центрального участка 2016-2020 гг.

| Год  | Добыча нефти, тыс.т | Добыча жидк., тыс.т | Обводн., % | Темп отбора | Закачка, тыс. м <sup>3</sup> | Компенс., % | Фонд доб. скв., ед. | Фонд нагнет. скв., ед. |
|------|---------------------|---------------------|------------|-------------|------------------------------|-------------|---------------------|------------------------|
| 2016 | 172,65              | 3 242,86            | 94,68      | 1,59        | 2 892,10                     | 89,18       | 499                 | 183                    |
| 2017 | 178,72              | 3 416,09            | 94,77      | 1,64        | 3 118,41                     | 91,29       | 483                 | 186                    |
| 2018 | 195,17              | 3 535,89            | 94,48      | 1,79        | 2 624,11                     | 74,21       | 470                 | 180                    |
| 2019 | 200,46              | 3 616,61            | 94,46      | 1,84        | 2 592,12                     | 71,67       | 468                 | 186                    |
| 2020 | 179,78              | 3 364,29            | 94,66      | 1,65        | 2 389,42                     | 71,02       | 440                 | 197                    |

Несмотря на уменьшение фонда добывающих скважин, Недропользователю удалось увеличить добычу нефти к концу периода за счет проводимых мероприятий по регулированию заводнения. Данные показывают, что наибольшую эффективность демонстрирует уровень компенсации ~70-75%.

Действующий фонд **2 объекта Центрального участка** на 01.01.2021 г. представлен 578 добывающими и 146 нагнетательными скважинами.

Среднесуточные дебиты нефти за период составили 1,5-1,6 т/сут, жидкости – 37,3-35,9 т/сут, средняя обводненность – 96,1-95,6%. Компенсация за период составила 38,4-27% при средней приемистости 45-37 м<sup>3</sup>/сут (рис. 3.2.56).

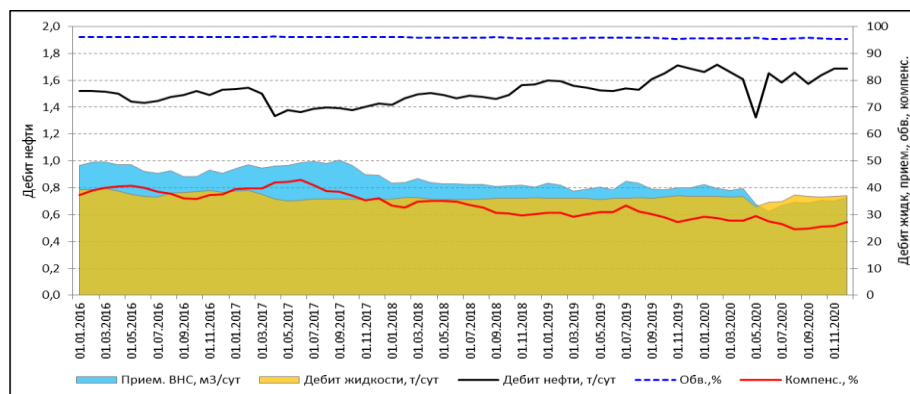


Рисунок 3.2.60– Динамика основных технологических показателей разработки 2 объекта Центрального участка

Несмотря на снижение фонда добывающих скважин, рациональное регулирование системы заводнения позволило увеличить дебиты нефти и незначительно снизить обводненность при снижении дебитов жидкости.





Таблица 3.2.59– Динамика ОТПР 2 объекта Центрального участка 2016-2020 гг.

| Год  | Добыча нефти, тыс.т | Добыча жидк., тыс.т | Обводн., % | Темп отбора | Закачка, тыс. м <sup>3</sup> | Компенс., % | Фонд доб. скв., ед. | Фонд нагнет. скв., ед. |
|------|---------------------|---------------------|------------|-------------|------------------------------|-------------|---------------------|------------------------|
| 2016 | 317,96              | 8 177,67            | 96,11      | 1,22        | 3 137,16                     | 38,36       | 593                 | 188                    |
| 2017 | 300,49              | 7 659,71            | 96,08      | 1,15        | 3 016,26                     | 39,38       | 589                 | 170                    |
| 2018 | 303,78              | 7 278,27            | 95,83      | 1,16        | 2 385,16                     | 32,77       | 558                 | 159                    |
| 2019 | 321,75              | 7 392,30            | 95,65      | 1,23        | 2 228,26                     | 30,14       | 566                 | 150                    |
| 2020 | 311,28              | 6 938,20            | 95,51      | 1,19        | 1 875,26                     | 27,03       | 561                 | 158                    |

На **3 объекте Центрального участка** работают 84 добывающих и 33 нагнетательные скважин.

Среднесуточные дебиты нефти за период составили 1,17-1,73 т/сут, жидкости – 17,3-21,5 т/сут, обводненность – 92,3-92%. Компенсация за период составила 109,8-881,6% при средней приемистости 43-46,3 м<sup>3</sup>/сут (рис. 3.2.57).

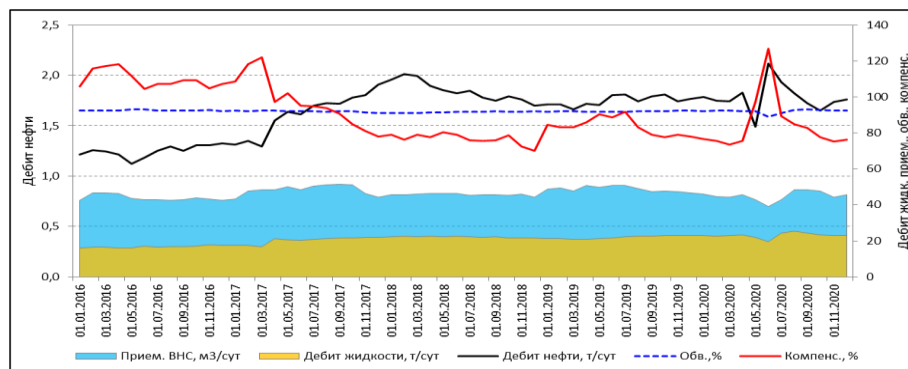


Рисунок 3.2.61- Динамика основных технологических показателей разработки 3 объекта Центрального участка

Анализ показателей разработки свидетельствует о том, что снижение компенсации до уровня ~80% позволило увеличить дебит нефти при сохранении дебита жидкости.

Таблица 3.2.60– Динамика ОТПР 3 объекта Центрального участка 2016-2020 гг.

| Год  | Добыча нефти, тыс.т | Добыча жидк., тыс.т | Обводн., % | Темп отбора | Закачка, тыс. м <sup>3</sup> | Компенс., % | Фонд доб. скв., ед. | Фонд нагнет. скв., ед. |
|------|---------------------|---------------------|------------|-------------|------------------------------|-------------|---------------------|------------------------|
| 2016 | 43,88               | 585,89              | 92,51      | 0,83        | 643,16                       | 109,77      | 94                  | 40                     |
| 2017 | 54,18               | 670,70              | 91,92      | 1,02        | 645,02                       | 96,17       | 94                  | 35                     |
| 2018 | 60,74               | 718,06              | 91,54      | 1,15        | 551,05                       | 76,74       | 89                  | 33                     |
| 2019 | 54,81               | 685,03              | 92,00      | 1,03        | 572,36                       | 83,55       | 86                  | 33                     |
| 2020 | 49,82               | 641,75              | 92,24      | 0,94        | 523,50                       | 81,57       | 84                  | 33                     |

#### Западный участок

Фонд действующих скважин **1 объекта Западного участка** составляет 119 добывающих и 17 нагнетательных единиц соответственно.

Среднесуточные дебиты нефти за период составили 1,2-1,7 т/сут, жидкости –



14,6-29 т/сут, средняя обводненность колебалась в диапазоне 91,5-94,1%. Компенсация за период составляла 40,7-27,6% при средней приемистости 49,3-57,8 м³/сут (рис. 3.2.58).

Следует отметить, что на данном участке расположен участок чередующейся закачки воды и пара, поэтому достоверно оценить уровень компенсации не представляется возможным.

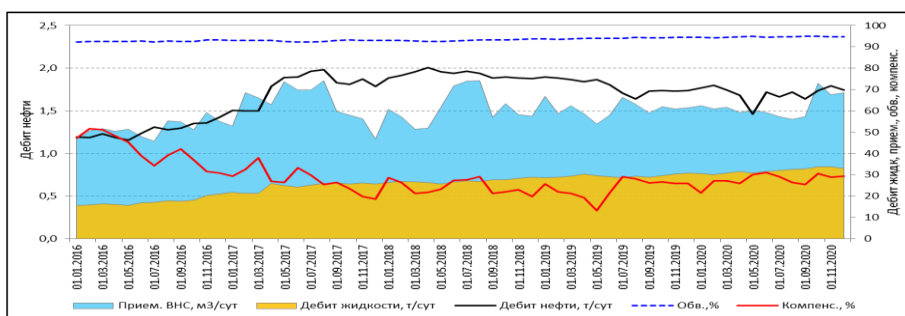


Рисунок 3.2.62- Динамика основных технологических показателей разработки 1 объекта Западного участка

Скважины участка характеризуются высокой обводненностью с момента ввода в эксплуатацию вследствие влияния подошвенных вод. При текущей компенсации на уровне ~25% в последние 2 года на участке наблюдается незначительное снижение пластового давления (см. раздел 3.2.4), дебитов нефти, рост дебитов жидкости и обводненности, что говорит о довольно низкой эффективности системы ППД.

Таблица 3.2.61– Динамика ОТПР 1 объекта Западного участка 2016-2020 гг.

| Год  | Добыча нефти, тыс.т | Добыча жидк., тыс.т | Обводн., % | Темп отбора | Закачка, тыс. м³ | Компенс., % | Фонд доб. скв., ед. | Фонд нагнет. скв., ед. |
|------|---------------------|---------------------|------------|-------------|------------------|-------------|---------------------|------------------------|
| 2016 | 57,63               | 790,53              | 92,71      | 1,68        | 322,26           | 40,76       | 128                 | 15                     |
| 2017 | 82,42               | 1 141,42            | 92,78      | 2,40        | 309,32           | 27,10       | 131                 | 14                     |
| 2018 | 86,25               | 1 243,95            | 93,07      | 2,51        | 301,70           | 24,25       | 127                 | 14                     |
| 2019 | 78,22               | 1 326,17            | 94,10      | 2,28        | 315,36           | 23,78       | 125                 | 16                     |
| 2020 | 69,82               | 1 316,78            | 94,70      | 2,04        | 363,70           | 27,62       | 119                 | 17                     |

Начавшееся в апреле 2016 г. опытно-промышленное испытание технологии чередующейся закачки пара и воды позволило поднять уровень добычи на участке (табл. 3.2.64).

Разработка **2 объекта Западного участка** началась в 2003 г. вводом в эксплуатацию 2 добывающих скважин. На конец рассматриваемого периода на участке работают 28 добывающих и 2 нагнетательные скважины.



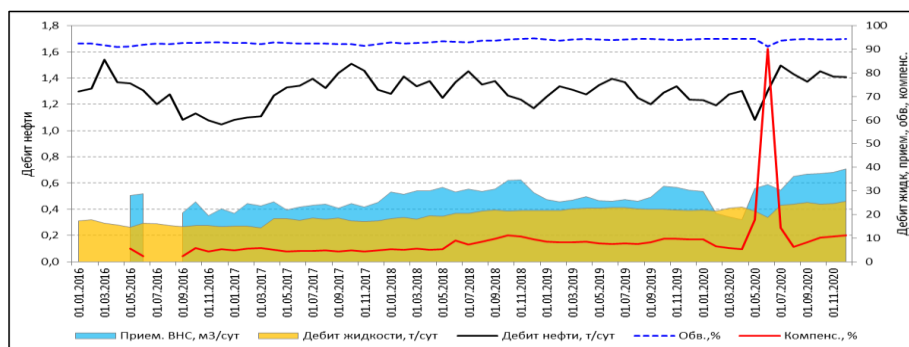


Рисунок 3.2.63- Динамика основных технологических показателей разработки 2 объекта Западного участка

Дебиты по нефти за период 2016-2020 гг. составили 1,3-1,4 т/сут, по жидкости – 20,2-25 т/сут, обводненность – 92,3-94,3% (рис. 8.5.5), приемистость нагнетательных скважин составила 24,2-38,8 м<sup>3</sup>/сут, компенсация – 5,2-10%.

Таблица 3.2.62– Динамика ОТПР 2 объекта Западного участка 2016-2020 гг.

| Год  | Добыча нефти, тыс.т | Добыча жидк., тыс.т | Обводн., % | Темп отбора | Закатка, тыс. м <sup>3</sup> | Компенс., % | Фонд доб. скв., ед. | Фонд нагнет. скв., ед. |
|------|---------------------|---------------------|------------|-------------|------------------------------|-------------|---------------------|------------------------|
| 2016 | 11,65               | 150,84              | 92,27      | 0,64        | 3,29                         | 2,18        | 29                  | 1                      |
| 2017 | 13,81               | 181,12              | 92,37      | 0,76        | 8,62                         | 4,76        | 31                  | 1                      |
| 2018 | 14,52               | 221,10              | 93,43      | 0,80        | 17,16                        | 7,76        | 29                  | 2                      |
| 2019 | 13,98               | 239,63              | 94,17      | 0,77        | 20,07                        | 8,37        | 30                  | 2                      |
| 2020 | 11,94               | 208,50              | 94,27      | 0,66        | 20,90                        | 10,02       | 28                  | 2                      |

Отсутствие сформированной системы размещения скважин не позволяет сделать однозначные выводы об эффективности системы ППД.

Рекомендуется продолжить формирование сетки скважин в соответствии с проектными решениями.

**3 объект Западного участка** разрабатывается с 2002 года. На конец периода на участке эксплуатируются 117 добывающих и 26 нагнетательных скважин.

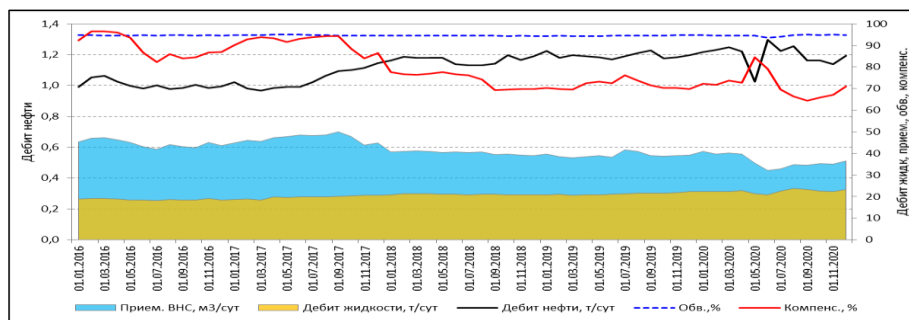


Рисунок 3.2.64- Динамика основных технологических показателей разработки по 3 объекту Западного участка



За период 2016-2020 гг. средние дебиты составили 2 т/сут по нефти и 11,3-23,5 т/сут по жидкости, обводненность выросла с 85,4 до 91,2%. Компенсация за период снизилась с 90,1 до 50,1%, средняя приемистость составила 38-50 м<sup>3</sup>/сут (рис. 3.2.60).

Анализ исторических данных показывает низкую эффективность заводнения. Утвержденный в УПР уровень компенсации (более 90%) приводит к прорывам нагнетаемой воды в добывающие скважины, снижению дебитов нефти и росту обводненности.

Таблица 3.2.63– Динамика ОТПР 3 объекта Западного участка 2016-2020 гг.

| Год  | Добыча нефти, тыс.т | Добыча жидк., тыс.т | Обводн., % | Темп отбора | Закачка, тыс. м <sup>3</sup> | Компенс., % | Фонд доб. скв., ед. | Фонд нагнет. скв., ед. |
|------|---------------------|---------------------|------------|-------------|------------------------------|-------------|---------------------|------------------------|
| 2016 | 76,73               | 525,59              | 85,40      | 1,40        | 473,37                       | 90,06       | 116                 | 27                     |
| 2017 | 88,33               | 684,75              | 87,10      | 1,62        | 523,33                       | 76,43       | 118                 | 27                     |
| 2018 | 96,88               | 835,11              | 88,40      | 1,77        | 498,50                       | 59,69       | 119                 | 27                     |
| 2019 | 91,98               | 934,08              | 90,15      | 1,68        | 449,68                       | 48,14       | 120                 | 25                     |
| 2020 | 83,51               | 943,74              | 91,15      | 1,53        | 473,01                       | 50,12       | 117                 | 26                     |

**Выводы и рекомендации:**

- Основная часть водонагнетательных скважин (90,1%) расположена на Центральном участке месторождения.
- Текущая приемистость водонагнетательных скважин месторождения на 01.01.2021 г. колеблется в пределах 13,9-135 м<sup>3</sup>/сут.
- За период 2016-2020 гг. отбор нефти составил 2745,5 тыс.т по Центральному и 877,7 тыс.т по Западному участку, жидкости – 57923,3 тыс.т и 10743,3 тыс.т, соответственно. Закачка при этом составила 29193,4 тыс.м<sup>3</sup> по Центральному и 4100,3 тыс.м<sup>3</sup> по Западному участку. Текущая компенсация по участкам составила на конец периода 43,6% и 36,2% соответственно.
- Анализ работы водонагнетательных и добывающих скважин **Центрального участка** в целом показывает, что процесс заводнения оказывает положительное воздействие на текущий КИН с учетом проводимых недропользователем мероприятий по регулированию, однако продолжающаяся в законтурной области закачка оказывает негативное влияние на приконтурную часть II объекта.
- Скважины **Западного участка** по всем горизонтам испытывают проблемы с высокой обводненностью продукции, что предположительно связано с прорывами воды по палеоруслам. Характер поступления воды в добывающие скважины требует дальнейшего уточнения геологического строения. По всем трем объектам Западного участка, несмотря на довольно короткую историю заводнения, выявлена его крайне низкая эффективность, несмотря на проводимые мероприятия по регулированию заводнения.

Для повышения эффективности процесса заводнения рекомендуется применение технологии чередующейся закачки пара и воды, продемонстрировавшей высокую



технологическую эффективность на I объекте Западного участка – дополнительная добыча составила 123 тыс.т за период апрель 2016-01.01.2021 г.

- Общей для всех рассмотренных участков тенденцией является увеличение дебитов нефти, снижение обводненности продукции при снижении компенсации ниже проектного уровня.

### **3.2.7.2 Оценка эффективности применяемой технологии закачки пара на Восточном участке месторождения**

В настоящее время на месторождении Каражанбас постоянная закачка пара осуществляется в пласты восточного участка I, II, III объектов.

#### **Восточный участок**

По состоянию на 01.01.2021 г. всего на восточном участке месторождения находятся 409 нагнетательных скважин.

Действующий паронагнетательный фонд включает 281 ед., что составляет 99,3% от всего фонда нагнетательных скважин Восточного участка, в бездействии пребывают 2 ед. (0,7%).

Из действующих нагнетательных скважин участка 98 ед. (34,8%) и 92 ед. (32,7%) соответственно работают на I и II объектах, 91 ед. (32,3%) на III объекте.

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2021 г. представлена в таблице 3.2.67.

**Таблица 3.2.64 - Характеристика фонда скважин Восточного участка по состоянию на 01.01.2021 г.**

| Наименование       | Категория скважин | Количество скважин по объектам |           |           |            |
|--------------------|-------------------|--------------------------------|-----------|-----------|------------|
|                    |                   | I                              | II        | III       | Итого      |
| Паронагнетательные | действующие       | 98                             | 92        | 91        | 281        |
|                    | бездействующие    | 1                              | 1         | 0         | 0          |
| <b>Итого</b>       |                   | <b>99</b>                      | <b>93</b> | <b>91</b> | <b>283</b> |

Распределение действующих паронагнетательных скважин Восточного участка по величине приемистости представлено в таблице 3.2.67.

Более половины нагнетательных скважин – 109 ед. или 51% – имеют приемистость в диапазоне более 50 м<sup>3</sup>/сут, 16 скважины (8%) имеют приемистость от 40 до 50 м<sup>3</sup>/сут, 25 скважин (12%) работают с приемистостью от 30 до 40 м<sup>3</sup>/сут, 20 скважины (9%) имеют приемистость от 20 до 30 м<sup>3</sup>/сут, приемистость 42 скважин (20%) менее 20 м<sup>3</sup>/сут.

Среднесуточная приемистость по Восточному участку на дату анализа составила 63,2 м<sup>3</sup>/сут.



Таблица 3.2.65- Распределение паронагнетательных скважин Восточного участка по приемистости на 01.01.2021 г.

| Показатели         | Диапазон приемистости, м³/сут, т/сут |       |       |       |          | Итого |
|--------------------|--------------------------------------|-------|-------|-------|----------|-------|
|                    | до 20                                | 20-30 | 30-40 | 40-50 | более 50 |       |
| I объект           |                                      |       |       |       |          |       |
| Количество скважин | 20                                   | 7     | 8     | 9     | 45       | 89    |
| В процентах        | 22,5%                                | 7,9%  | 9,0%  | 10,1% | 50,6%    | 100%  |
| II объект          |                                      |       |       |       |          |       |
| Количество скважин | 9                                    | 7     | 10    | 3     | 21       | 50    |
| В процентах        | 5,8%                                 | 4,5%  | 6,5%  | 1,9%  | 13,6%    | 32%   |
| III объект         |                                      |       |       |       |          |       |
| Количество скважин | 13                                   | 6     | 7     | 4     | 43       | 73    |
| В процентах        | 39,4%                                | 18,2% | 21,2% | 12,1% | 130,3%   | 221%  |
| Всего              |                                      |       |       |       |          |       |
| Количество скважин | 42                                   | 20    | 25    | 16    | 109      | 212   |
| В процентах        | 20%                                  | 9%    | 12%   | 8%    | 51%      | 100%  |

### Характеристика отборов нефти, жидкости, показателей закачки пара и компенсации Восточный участок

Действующий фонд добывающих скважин **1 объекта Восточного участка** на 01.01.2021 г. составляет 517 ед., нагнетательных – 89 ед.

Среднесуточные дебиты нефти за период 2016-2020 гг. составили 4-2,7 т/сут, жидкости – 17-18 т/сут, обводненность – 78-85,2%, приемистость – 58,9-76,1 м³/сут, компенсация – 13-68%, паронефтяной фактор – 2,6-4,1 (рис. 3.2.61).

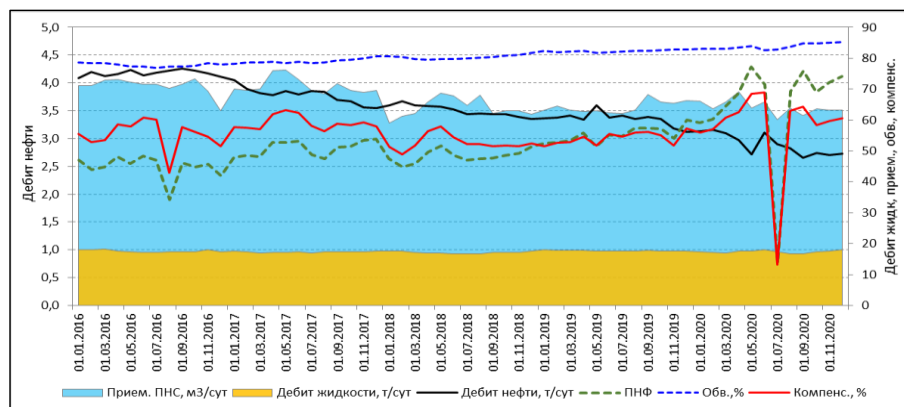


Рисунок 3.2.65- Динамика основных технологических показателей разработки 1 объекта Восточного участка

Поведение кривых говорит о том, что дебит жидкости в течение рассматриваемого периода находятся приблизительно на одном уровне, при этом обводненность выросла с 77,8% до 83,8%, дебиты нефти понизились с 4,1 до 2,7 т/сут, при повышении компенсации с 55% до 57,8%, что говорит о снижении эффективности применяемой технологии закачки пара, вследствие:

- 1) снижения качества закачиваемого агента



- 2) неравномерный охват теплом
- 3) выработка запасов
- 4) промывка поровых объемов

Таблица 3.2.66– Динамика ОТПР 1 объекта Восточного участка 2016-2020 гг.

| Год  | Добыча нефти, тыс.т | Добыча жидк., тыс.т | Обводн., % | Темп отбора | Закачка, тыс. м <sup>3</sup> | Компенс., % | Фонд доб. скв., ед. | Фонд нагнет. скв., ед. |
|------|---------------------|---------------------|------------|-------------|------------------------------|-------------|---------------------|------------------------|
| 2016 | 452,31              | 2 041,48            | 77,84      | 1,17        | 1 125,93                     | 55,15       | 342                 | 48                     |
| 2017 | 470,17              | 2 246,37            | 79,07      | 1,22        | 1 326,42                     | 59,05       | 377                 | 59                     |
| 2018 | 508,45              | 2 589,82            | 80,37      | 1,32        | 1 365,32                     | 52,72       | 445                 | 65                     |
| 2019 | 528,63              | 2 992,06            | 82,33      | 1,37        | 1 621,38                     | 54,19       | 501                 | 81                     |
| 2020 | 505,93              | 3 127,44            | 83,82      | 1,31        | 1 809,17                     | 57,85       | 517                 | 89                     |

Действующий фонд **2 объекта Восточного участка** на 01.01.2021 г. представлен 364 добывающими и 50 нагнетательными скважинами.

Среднесуточные дебиты нефти за период понизились с 2,5 до 1,7 т/сут, жидкости – 14,6-17,5 т/сут, средняя обводненность – 85,6-87,3%, компенсация за период составила 56,6-52,7% (рис.3.2.62), паронефтяной фактор – 3,8-4,1, что говорит о снижении эффективности применяемой технологии закачки пара, вследствие:

- 1) недостаточных объемов закачки
- 2) снижения качества закачиваемого агента
- 3) неравномерный охват теплом

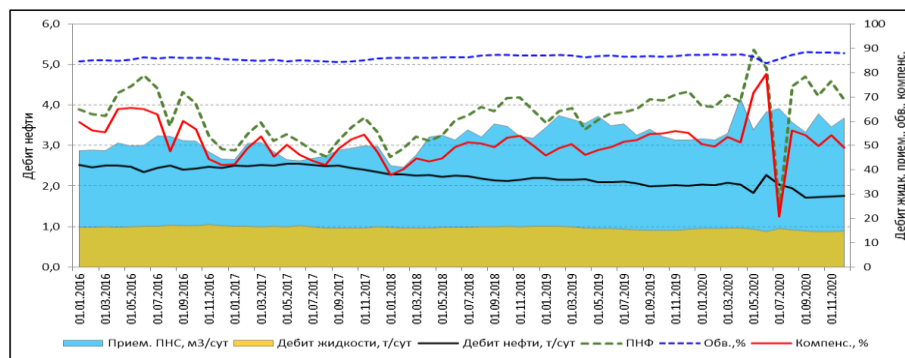


Рисунок 3.2.66– Динамика основных технологических показателей разработки 2 объекта Восточного участка

Таблица 3.2.67– Динамика ОТПР 2 объекта Восточного участка 2016-2020 гг.

| Год  | Добыча нефти, тыс.т | Добыча жидк., тыс.т | Обводн., % | Темп отбора | Закачка, тыс. м <sup>3</sup> | Компенс., % | Фонд доб. скв., ед. | Фонд нагнет. скв., ед. |
|------|---------------------|---------------------|------------|-------------|------------------------------|-------------|---------------------|------------------------|
| 2016 | 341,54              | 2 376,83            | 85,63      | 0,90        | 1 345,24                     | 56,60       | 388                 | 71                     |
| 2017 | 345,91              | 2 310,50            | 85,03      | 0,91        | 1 106,68                     | 47,90       | 384                 | 70                     |
| 2018 | 302,93              | 2 261,45            | 86,60      | 0,80        | 1 075,96                     | 47,58       | 385                 | 66                     |
| 2019 | 283,43              | 2 158,98            | 86,87      | 0,74        | 1 101,81                     | 51,03       | 375                 | 68                     |
| 2020 | 241,56              | 1 901,58            | 87,30      | 0,63        | 1 003,11                     | 52,75       | 364                 | 50                     |



На **3 объекте Восточного участка** работают 84 добывающих и 33 нагнетательные скважин.

Среднесуточные дебиты нефти за период составили 4-2,89 т/сут, жидкости – 23,7-20,7 т/сут, обводненность – 83,6-85,8%, компенсация за период составила 66,6-64,5% при средней приемистости 81,6-87 м<sup>3</sup>/сут, паронефтяной фактор – 3,65-4,8 (рис. 3.2.63).

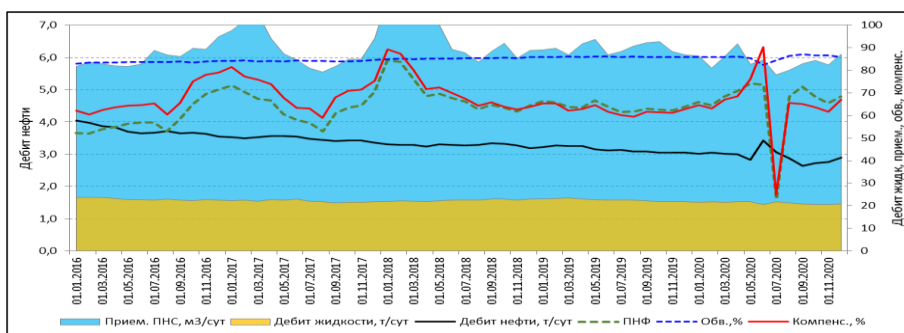


Рисунок 3.2.67- Динамика основных технологических показателей разработки 3 объекта Восточного участка

Анализ показателей разработки свидетельствует о низкой эффективности применяемой технологии закачки пара, вследствие:

- 4) недостаточных объемов закачки
- 5) снижения качества закачиваемого агента
- 6) неравномерный охват теплом

Таблица 3.2.68– Динамика ОТПР 3 объекта Восточного участка 2016-2020 гг.

| Год  | Добыча нефти, тыс.т | Добыча жидк., тыс.т | Обводн., % | Темп отбора | Закачка, тыс. м <sup>3</sup> | Компенс., % | Фонд доб. скв., ед. | Фонд нагнет. скв., ед. |
|------|---------------------|---------------------|------------|-------------|------------------------------|-------------|---------------------|------------------------|
| 2016 | 529,17              | 3 235,88            | 83,65      | 1,30        | 2 157,07                     | 66,66       | 391                 | 78                     |
| 2017 | 492,42              | 3 114,87            | 84,19      | 1,21        | 2 200,20                     | 70,64       | 404                 | 75                     |
| 2018 | 485,63              | 3 305,91            | 85,31      | 1,19        | 2 358,93                     | 71,35       | 423                 | 73                     |
| 2019 | 494,53              | 3 538,86            | 86,03      | 1,21        | 2 206,69                     | 62,36       | 439                 | 71                     |
| 2020 | 458,26              | 3 241,21            | 85,86      | 1,12        | 2 091,07                     | 64,52       | 445                 | 73                     |

Ключевым фактором, определяющим эффективность закачки пара, является температура/давление и сухость пара. Парогенераторы на месторождении на выходе производят пар с сухостью ~80% и температурой ~260°C. Анализ ГИС-к ПНС показал, что низкая сухость и конденсация пара на забое паронагнетательных скважин, свидетельствуют о нарушении технологии закачки пара и приводит к снижению эффективности самой технологии.

#### Выводы и рекомендации:

1. Увеличение паронефтяного фактора по всем 3 объектам говорит о снижении эффективности применяемой технологии закачки пара, вследствие:





- a) снижения качества закачиваемого агента
  - b) неравномерный охват теплом
  - c) выработка запасов
  - d) промывка поровых объемов
2. Анализ ГИС-к ПНС показал, что низкая сухость и конденсация пара на забое паронагнетательных скважин, свидетельствуют о нарушении технологии закачки пара и приводит к снижению эффективности самой технологии.
3. Рекомендуется выявить причину столь высоких потерь давления пара по наземному паропроводу от парогенератора до устья паронагнетательных скважин.
4. Для повышения эффективности процесса паронагнетания рекомендуется рассмотреть применение пенных технологий для выравнивания профиля приемистости

**3.2.8 Анализ состояния законтурной закачки воды, степени влияния ее на разработку продуктивных горизонтов.**

Согласно «Уточненному проекту разработки», при разработке залежей нефти II и III объектов на Центральном и Восточном участках месторождения Каражанбас, помимо основных технологий – внутриконтурного заводнения и паротеплового воздействия (ПТВ) – осуществляется законтурная закачка воды, оказывающая влияние на разработку определенных участков месторождения.

С начала разработки на месторождении Каражанбас было пробурено 85 законтурных водонагнетательных скважин, из которых ликвидировано 25 скважин, пробурено 19 новых скважин-дублеров, из них 3 ед. (44ПД, 45ПД и 2Z) пробурены в 2019 году для переноса части влияния законтурной закачки с Центральной на Западную часть месторождения.

На дату анализа эксплуатационный фонд законтурных водонагнетательных скважин составляет 60 единиц, из них: действующий фонд – 53 ед., 7 скважин остановлены по технологическим причинам (негерметичность экс/колонны, отсутствие забоя, авария подземного оборудования).

51 скважина первого ряда расположена к югу участков ВВГ и ПТВ-2/3 на расстоянии 1200-1800 м от внешнего контура нефтеносности, остальные 12 скважин образуют второй ряд скважин и расположены на значительном расстоянии (3750-4050 м) от контура нефтеносности.

21 скважина работает совместно, закачивая воду во II (пласты Г и Д) и III (пласты Ю1 и Ю2) эксплуатационные объекты, 17 скважин ведут закачку во II объект, остальные 22 скважины – в III объект.



### 3.2.8.1 Анализ результатов трассерных исследований в зантурных водонагнетательных скважинах

В 2015 году для определения гидродинамической связи, скорости фильтрации горизонта Д и с целью определения влияния на окружающие добывающие скважины месторождения Каражанбас выбрана законтурная ВНС 14П (Д) с блоком окружающих добывающих скважин 472, 3024, 3844, 3854, 3857, 3861 (Г), 598 (А1, В), 946 (А1, Б), 1138, 1146 (Б, В), 1814, 3838 (Б), 3833, 3850. Объект исследования находится напротив западной части промысла ПТВ-2.

Индикатор зафиксирован в подконтрольных скважинах 472, 3024, 3844, 3854, 3857, 3861 (Г), 946 (А1, Б), 1138, 1146 (Б, В), которые расположены в северном и северо-восточном направлениях от законтурной ВНС 14П, а также в грифоне возле добывающей скважины 598 (рис. 3.2.64-3.2.65).

Ни одна из отреагировавших добывающих скважин не эксплуатирует горизонт Д. Присутствие индикатора в пробах данных скважин свидетельствует о возможном наличии заколонных перетоков в данных скважинах. Необходимо также учитывать то, что исследуемые продуктивные горизонты залегают на небольшой глубине. Соответственно, породы горизонтов являются слабосцементированными. Поэтому можно предположить, что присутствие индикатора в добывающих скважинах 472, 3024, 3844, 3854, 3857, 3861 (Г), 946 (А1, Б), 1138, 1146 (Б, В) и в грифоне скважины 598 свидетельствует о возможном наличии межпластовых перетоков на данном участке месторождения.

Присутствие трассера указывает на наличие гидродинамической связи законтурной ВНС 14П (Д) с горизонтами А1, Б, В, Г.

В связи с отсутствием заключений промыслово-геофизических исследований по законтурной ВНС 14П, учитывая большую величину приемистости ( $1400 \text{ м}^3/\text{сут}$ ), можно предположить в данной скважине наличие заколонных перетоков.

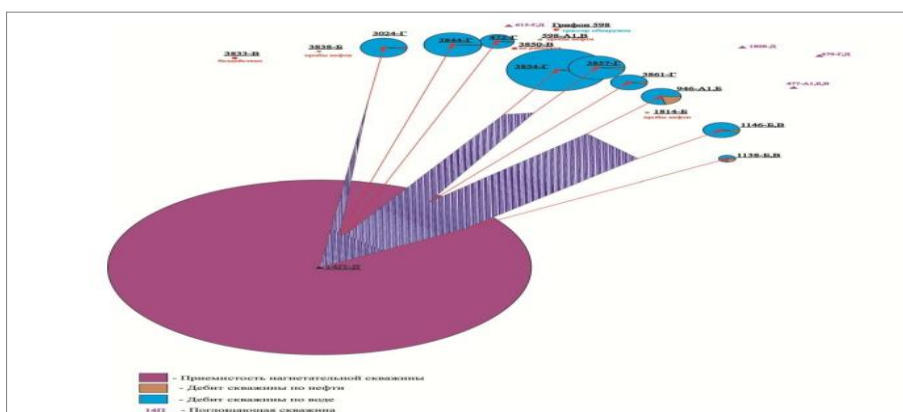


Рисунок 3.2.68 – Распределение скорости индикаторной жидкости от законтурной скважины 14П к добывающим



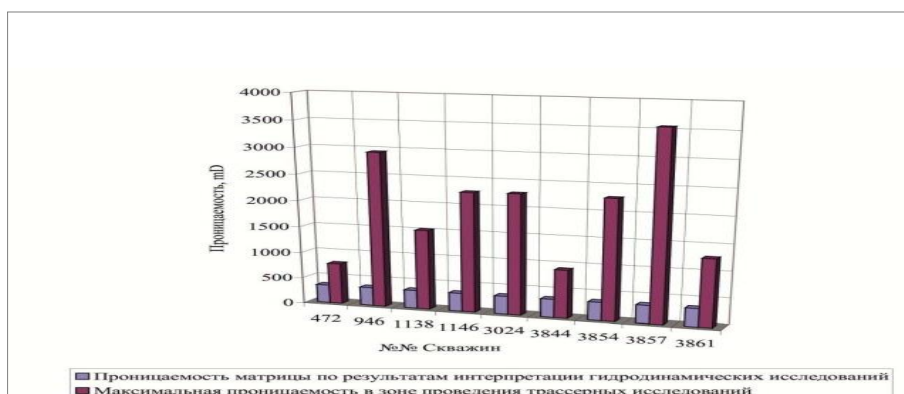


Рисунок 3.2.69 – Распределение скорости индикаторной жидкости и значений проницаемости от законтурной скважины 14П к добывающим скважинам

В 2018 году в рамках проведения трассерных исследований индикаторная жидкость была закачана в законтурные водонагнетательные скважины 17П, 45П, 50 П, 56П и 65П.

Результаты исследований получены только в скважине 45П, по остальным скважинам выход индикатора не зафиксирован вследствие малого времени наблюдения.

Согласно результатам проведенных лабораторных анализов проб пластового флюида, отобранных за период с 06.11.2018 г. по 12.12.2018 г. индикатор зафиксирован в пробах продукции добывающих скважин 1146 (Б, В), 1152 (А1, В), 1669 (Г), 2446 (А1), 4655 (А1). В пробах пластовой воды скважин 3879, 2400, 2398, 2305, 1149, 2010, 1145, 1158, 1908, 1919, 1923, 2024, 424, 454, 467, 483, 1910, 2015, 394, 405, 406, 352, 354 индикатор не зафиксирован.

Первые порции индикатора в скважинах фиксируются после 17 суток после начала отбора.

С точки зрения производительности проводящих систем следует выделить направление скважины 1152 (рис. 3.2.66), из которой на дневную поверхность было извлечено наибольшее количество трассера (64,1%) скважиной 1146 (23,8%) скважинами 1169 и 4655 (6,0 и 5,4% соответственно).



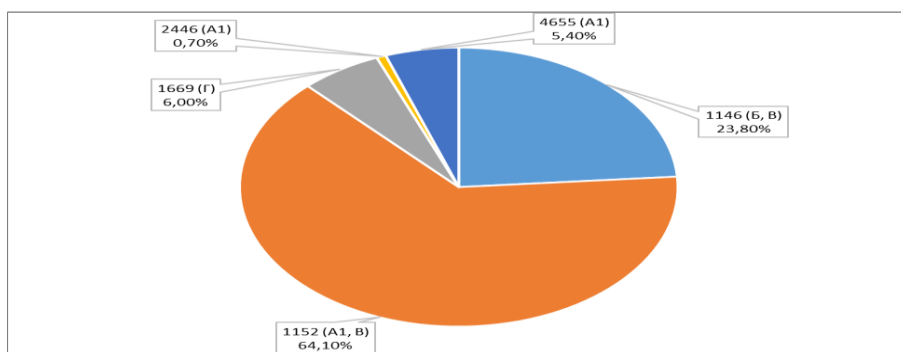


Рисунок 3.2.70 – Диаграмма распределения фильтрационных потоков от законтурной нагнетательной скважины 45П

Проницаемость отдельных каналов фильтрации по участку исследования достигают величин 322,53-1350,53 мкм<sup>2</sup>.

Скорости фильтрации отдельных порций закачанного индикатора достигают 303,4 м/сут (рис.3.2.67).

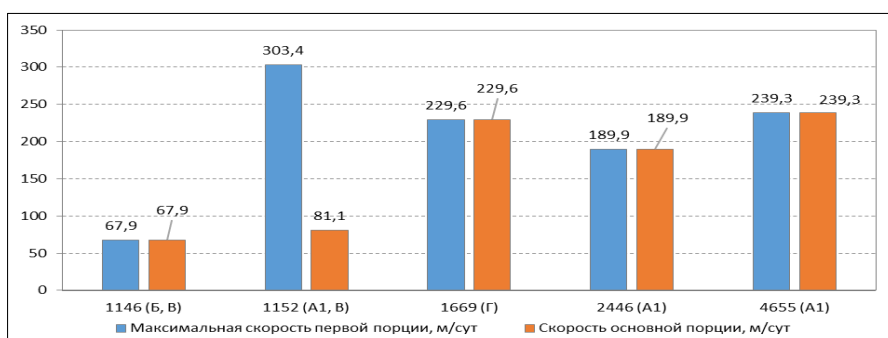


Рисунок 3.2.71 – Диаграмма распределения скоростей перемещения фильтрационных потоков от нагнетательной скважины 45П

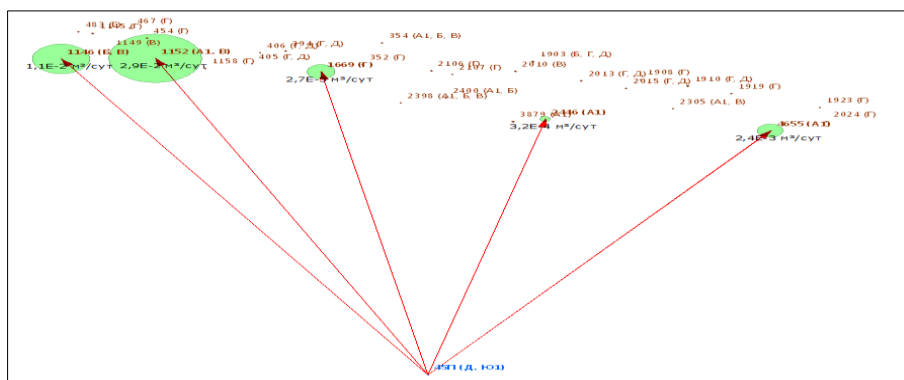


Рисунок 3.2.72 – Карта гидродинамической связи между нагнетательной и добывающими скважинами. Производительности каналов скважин



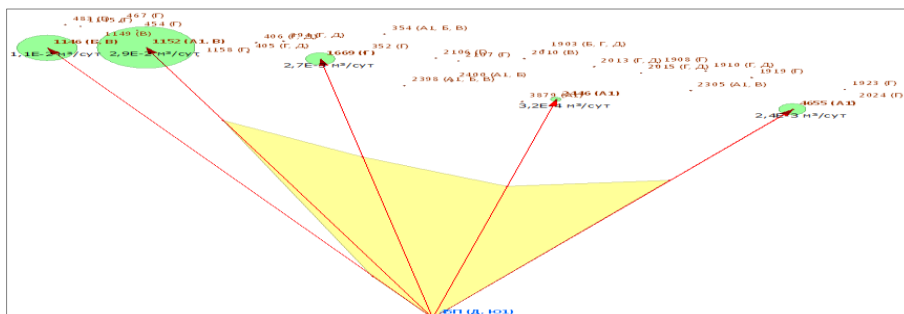


Рисунок 3.2.73 – Направление фильтрационных потоков. Роза-диаграмма максимальных скоростей первых порций добывающих скважин

Суммарный выявленный водозамещенный объем породы на объекте за период исследования составил 2,28 м<sup>3</sup>.

Индикатор обнаружен в скважинах, эксплуатирующих горизонты А1, Б, В, Г что может свидетельствовать о наличии заколонных перетоков.

### 3.2.8.2 Оценка технического состояния законтурных водонагнетательных скважин

В таблице 3.2.73 приведены данные по техническому состоянию законтурных скважин. Как следует из таблицы, по 35% (21 ед.) фонда имеют либо полностью, либо частично перекрытый забой и только 30% (18 ед.) имеют открытый забой.

Таблица 3.2.69 – Техническое состояние законтурных ВНС на 01.01.2021 г.

| Показатели                     | Всего     | Участки   |           |           |           |           |
|--------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|                                |           | 20 ряд    | 30 ряд    | 50 ряд    | 60 ряд    | 70 ряд    |
|                                |           | Центр     |           | Восток    |           |           |
| полностью перекрытые интервалы | 21        | 4         | 1         | 6         | 3         | 7         |
| частично перекрытые интервалы  | 21        | 3         | 9         | 2         | 6         | 1         |
| открытые интервалы             | 18        | 8         | 5         | 2         | 1         | 2         |
| <b>ВСЕГО</b>                   | <b>60</b> | <b>15</b> | <b>15</b> | <b>10</b> | <b>10</b> | <b>10</b> |



**Рисунок 3.2.74 – Распределение фонда законтурных водонагнетательных скважин по состоянию забоя на 01.01.2021 г.**

В таблице 3.2.74 представлены текущие параметры работы и даты последних ремонтов по законтурным нагнетательным скважинам (зеленым цветом выделены скважины с недавним ремонтом – менее 5 лет, красным – с ремонтом, произведенным более 10 лет назад).

**Таблица 3.2.70 – Даты последних ремонтов законтурных скважин на 01.01.2021 г.**

| № п/п | Скв  | Гор    | Статус    | Рзак. | Прием., т/сут | Ввод в экспл. | Дата посл. ремонта |
|-------|------|--------|-----------|-------|---------------|---------------|--------------------|
| 1     | 2Z   | ГДЮ1   | работает  | 46    | 1100          | 07.11.2019    | 07.11.2019         |
| 2     | 13ПД | ГД     | работает  | 46    | 601           | 31.08.2018    | 23.08.2018         |
| 3     | 62ПД | ГДЮ1   | работает  | 48    | 256           | 31.08.2018    | 16.08.2018         |
| 4     | 44ПД | ГДЮ1   | работает  | 46    | 795           | 04.06.2019    | 01.06.2019         |
| 5     | 45ПД | ГДЮ1   | работает  | 46    | 892           | 25.09.2019    | 24.09.2019         |
| 6     | 18П  | ГД     | работает  | 48    | 542           | 01.02.1988    | 16.10.2018         |
| 7     | 17П  | ГД     | работает  | 50    | 427           | 01.01.1988    | 22.10.2019         |
| 8     | 16ПД | ГДЮ1   | работает  | 48    | 360           | 30.06.2015    | 19.12.2019         |
| 9     | 15ПД | ГДЮ1   | работает  | 49    | 552           | 29.06.2015    | 30.06.2015         |
| 10    | 14П  | Д      | работает  | 29    | 2680          | 01.02.1988    | 14.08.2006         |
| 11    | 13П  | Г      | ОКРС      | 0     | 0             | 01.02.1988    | 19.05.2017         |
| 12    | 12П  | Д      | работает  | 17    | 1900          | 01.02.1988    | 30.01.2014         |
| 13    | 19ПД | ГД     | работает  | 44    | 720           | 04.02.2014    | 01.02.2014         |
| 14    | 20ПД | ГД     | работает  | 45    | 738           | 12.02.2014    | 11.02.2014         |
| 15    | 21ПД | ГДЮ1Ю2 | работает  | 50    | 773           | 22.05.2015    | 12.04.2016         |
| 16    | 26П  | ГД     | работает  | 54    | 1228          | 01.01.1991    | 14.09.2014         |
| 17    | 27П  | ГД     | работает  | 56    | 1133          | 01.11.1990    | 22.09.2014         |
| 18    | 28П  | ГД     | работает  | 56    | 682           | 01.11.1990    | 15.10.2014         |
| 19    | 29П  | ГД     | работает  | 60    | 1163          | 01.11.1990    | 23.10.2014         |
| 20    | 30П  | ГД     | работает  | 56    | 1149          | 01.11.1990    | 25.12.2018         |
| 21    | 31П  | Г      | ОКРС      | 0     | 0             | 01.11.1990    | 11.12.2020         |
| 22    | 32ПД | Ю1     | работает  | 56    | 402           | 30.04.2014    | 28.04.2014         |
| 23    | 33ПД | ГДЮ1   | работает  | 56    | 728           | 01.00         | 06.11.2017         |
| 24    | 34ПД | Ю1     | работает  | 53    | 1809          | 01.00         | 15.01.2014         |
| 25    | 35ПД | ГЮ1    | работает  | 53    | 948           | 08.03.2014    | 07.03.2014         |
| 26    | 36ПД | ГДЮ1   | работает  | 54    | 649           | 23.03.2015    | 10.04.2019         |
| 27    | 37П  | ГДЮ1   | вл.грифон | 0     | 0             | 01.07.1993    | 06.07.2014         |
| 28    | 38П  | ГДЮ1   | работает  | 50    | 915           | 01.12.1992    | 17.07.2014         |
| 29    | 39П  | ГДЮ1   | работает  | 51    | 954           | 20.03.1993    | 24.07.2014         |
| 30    | 40П  | Г      | работает  | 52    | 1253          | 18.02.1993    | 08.08.2014         |
| 31    | 41ПД | ГДЮ1   | работает  | 53    | 478           | 31.12.2014    | 11.12.2019         |
| 32    | 42П  | Ю1     | работает  | 50    | 936           | 01.05.1993    | 16.11.2008         |
| 33    | 43П  | Ю1Ю2   | работает  | 48    | 1274          | 01.05.1993    | 12.07.2008         |
| 34    | 44П  | ГДЮ1Ю2 | работает  | 52    | 1419          | 01.06.1993    | 11.08.2008         |
| 35    | 45П  | ДЮ1    | работает  | 47    | 2092          | 01.12.1993    | 22.07.2007         |
| 36    | 46ПД | ГДЮ1   | работает  | 54    | 487           | 08.08.2014    | 26.11.2019         |
| 37    | 47ПД | ГДЮ1   | работает  | 50    | 37            | 25.07.2015    | 21.11.2016         |
| 38    | 48П  | ДЮ1    | работает  | 50    | 996           | 01.10.1993    | 08.09.2008         |
| 39    | 49ПД | ГДЮ1   | работает  | 53    | 263           | 28.07.2014    | 30.11.2017         |
| 40    | 50П  | ДЮ1    | работает  | 50    | 1332          | 01.12.1993    | 21.09.2008         |
| 41    | 51П  | ГД     | работает  | 51    | 894           | 23.06.2005    | 01.09.2005         |
| 42    | 52П  | ДЮ1    | работает  | 54    | 724           | 23.06.2005    | 02.09.2005         |
| 43    | 53П  | Г      | работает  | 35    | 919           | 23.06.2005    | 03.09.2005         |
| 44    | 54П  | ГЮ1    | работает  | 50    | 1323          | 23.06.2005    | 11.12.2006         |
| 45    | 55П  | Ю1     | работает  | 51    | 1116          | 03.07.2005    | 05.09.2005         |
| 46    | 56П  | Ю1     | работает  | 50    | 1180          | 04.07.2005    | 15.06.2005         |
| 47    | 57П  | Ю1     | работает  | 56    | 519           | 04.07.2005    | 20.06.2005         |
| 48    | 58П  | Ю1     | работает  | 55    | 56            | 04.07.2005    | 23.06.2005         |
| 49    | 59П  | Ю1     | работает  | 54    | 452           | 21.07.2005    | 11.07.2005         |
| 50    | 60П  | Ю1     | работает  | 56    | 251           | 24.07.2005    | 21.07.2005         |



|    |     |    |              |    |      |            |            |
|----|-----|----|--------------|----|------|------------|------------|
| 51 | 61П | Ю1 | работает     | 54 | 197  | 22.11.2006 | 02.11.2006 |
| 52 | 62П | Ю1 | ОКРС         | 0  | 0    | 22.11.2006 | 08.08.2014 |
| 53 | 63П | Ю1 | не принимает | 0  | 0    | 22.11.2006 | 21.05.2014 |
| 54 | 64П | Ю1 | работает     | 42 | 243  | 29.12.2006 | 28.07.2014 |
| 55 | 65П | Ю1 | работает     | 39 | 1145 | 22.11.2006 | 13.11.2006 |
| 56 | 66П | Ю1 | не принимает | 0  | 0    | 11.12.2006 | 22.07.2014 |
| 57 | 67П | Ю1 | вл.грифон    | 0  | 0    | 11.12.2006 | 10.04.2014 |
| 58 | 68П | Ю1 | работает     | 34 | 516  | 11.12.2006 | 12.07.2014 |
| 59 | 69П | Ю1 | работает     | 32 | 597  | 29.12.2006 | 09.07.2014 |
| 60 | 70П | Ю1 | работает     | 39 | 701  | 11.12.2006 | 25.11.2006 |

На рис. 3.2.71 приведена информация по МРП в графическом виде. Как следует из рис. 3.2.75 33,3% законтурных скважин имеют МРП более 10 лет.

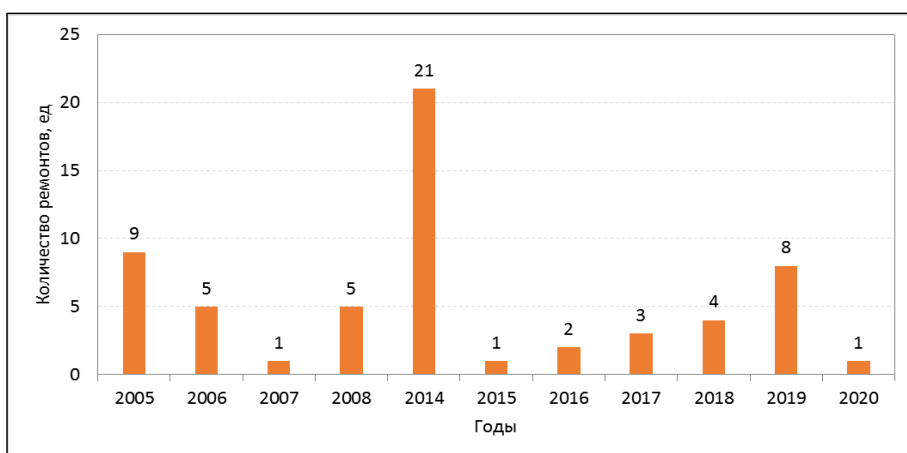


Рисунок 3.2.75 – Ремонты фонда законтурных скважин за весь период

### 3.2.8.3 Анализ показателей работы законтурных скважин

С 2012 года наблюдается увеличение объемов законтурной закачки воды. В 2020 году закачка воды внутрь контура нефтеносности составила 5891,9 тыс.т, законтурная – 14856,4 тыс.т. Среднемесячная закачка воды в законтурную область за период 2016-2020 гг. фиксируется на уровне порядка 1,3 млн. т при относительно постоянном фонде скважин (рис. 3.2.72).



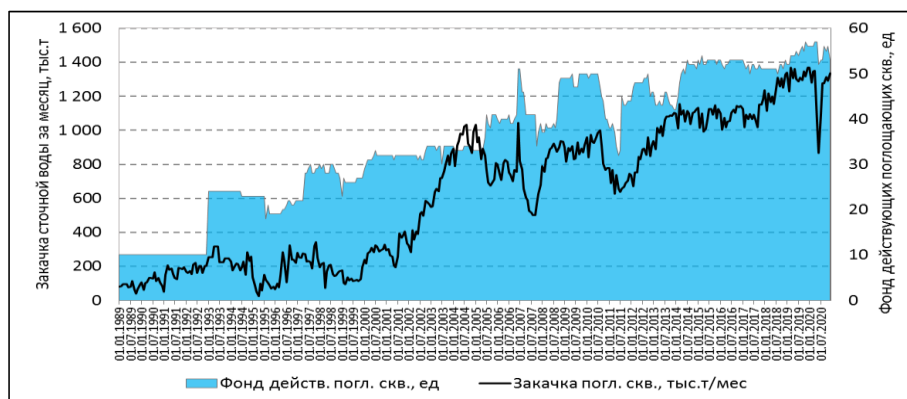


Рисунок 3.2.76 – Динамика закачки сточной воды и фонда законтурных ВНС

Компенсация отбора жидкости закачкой рабочих агентов (пара и воды) без учета законтурной закачки за 2020 г. по месторождению оценивалась на уровне 49,8%, а с учетом закачки в законтурные скважины – 115,9% (табл. 3.2.75).

Таблица 3.2.71 – Показатели законтурной закачки за период 2016-2020 гг.

| № | Показатели                                       | 2016    | 2017    | 2018    | 2019    | 2020    |
|---|--|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | Закачка воды внутриконтурная, тыс.м <sup>3</sup> | 7755,3  | 7769,0  | 6470,1  | 6313,8  | 5891,9  |
| 2 | Законтурная закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>     | 13050,5 | 13114,8 | 14789,8 | 15828,0 | 14856,4 |
| 3 | Компенсация отбора внутриконтурная, %            | 58,5    | 58,6    | 52,0    | 49,6    | 49,8    |
| 4 | Компенсация отбора с учетом закон закачки, %     | 117,6   | 117,3   | 116,5   | 116,4   | 115,9   |
| 5 | Действующий фонд нагнетательных скважин, ед.     | 481     | 489     | 494     | 450     | 434     |
| 6 | Действующий фонд законтурных ВНС, ед.            | 58      | 53      | 53      | 56      | 53      |
| 7 | Среднесуточная приемистость ВНС, т/сут           | 46,0    | 46,5    | 45,1    | 42,5    | 40,1    |
| 8 | Среднесуточная приемистость законт. скв., т/сут  | 685,3   | 696,7   | 746,3   | 825,0   | 821,5   |

Распределение объемов законтурной закачки воды между Центральным и Восточным участками в 2020 году выглядит следующим образом: 22,2% – Центр II объект, 6,7% – Центр III объект, 18,9% – Центр II-III объект, 10,3% – Восток II объект, 18,5% – Восток III объект, 14% – Восток II-III объект. Доля закачки в 20, 30 и 50 ряды – 26,7, 51,7 и 21,6%, соответственно.

В таблице 3.2.76 представлены данные по годовой закачке и среднесуточной приемистости в среднем на одну законтурную водонагнетательную скважину за 2020 г. по объектам, участкам и рядам.

Таблица 3.2.72 – Распределение среднесуточной приемистости 1 законтурной ВНС по объектам, рядам и участкам

| Регион  | Объект | Кол-во действ. законт ВНС. | Объем закачки за 2020 г, тыс.м <sup>3</sup> | Ср. сут. прием м <sup>3</sup> /сут | %     |
|---------|--------|----------------------------|---|------------------------------------|-------|
| Участок | Центр  | II                         | 296,1                                       | 955,0                              | 22,2% |
|         |        | III                        | 90,1  | 726,7                              | 6,7%  |
|         |        | II-III                     | 251,9                                       | 902,9                              | 18,9% |
|         | Восток | II                         | 137,5                                       | 1 192,5                            | 10,3% |
|         |        | III                        | 247,2                                       | 578,5                              | 18,5% |
|         |        | II-III                     | 187,1                                       | 862,2                              | 14,0% |





|      |        |        |    |       |         |       |
|------|--------|--------|----|-------|---------|-------|
| Ряды | Запад  | II     | 1  | 20,3  | 654,4   | 1,5%  |
|      |        | II-III | 4  | 105,3 | 849,1   | 7,9%  |
|      | 20 ряд | II     | 7  | 197,6 | 910,7   | 26,7% |
|      |        | II-III | 7  | 158,8 | 731,9   |       |
|      | 30 ряд | II     | 8  | 256,2 | 1 075,0 | 51,7% |
|      |        | III    | 14 | 247,2 | 578,5   |       |
|      |        | II-III | 7  | 187,1 | 862,2   |       |
|      |        | III    | 4  | 90,1  | 726,7   |       |
|      | 50 ряд | II-III | 6  | 198,4 | 1 066,6 | 21,6% |
|      |        |        |    |       |         |       |

Как следует из таблицы 3.2.76, максимальная приемистость в среднем на скважину фиксируется на Центральном участке для скважин II объекта (955 м³/сут), на Восточном участке – для скважин II объекта (1192,5 м³/сут), на Западном участке – для скважин II-III объекта (849,1 м³/сут).

Распределение 53 законтурных ВНС по диапазонам приемистости на 01.01.2021 г. представлено в таблице 3.2.77. Как видно из таблицы, в Центральной части наибольшее количество законтурных ВНС 20 ряда (5 ед.) и 50 ряда (2 ед.) эксплуатируются с приемистостью в диапазоне от 500 до 1500 м³/сут, наибольшее количество скважин 30 ряда (4 ед.) – с приемистостью в диапазоне 500-1500 м³/сут, в данном диапазоне приемистости работают также 3 скважины 20 ряда и 2 скважины 50 ряда. С приемистостью выше 1500 м³/сут работают 2 скважины Центрального участка. На Восточном участке 7 скважин эксплуатируется с приемистостью в интервале 100-500 м³/сут, 11 скважин – в интервале 500-1000 м³/сут, 5 скважин – в интервале 1000-1500 м³/сут, приемистость одной скважины не превышает 100 м³/сут.

Таблица 3.2.73- Распределение законтурных ВНС по диапазонам приемистости на 01.01.2021 г.

| Объект                 | Диапазон приемистости законтурных ВНС, м³/сут |         |          |           |       |
|------------------------|---|---------|----------|-----------|-------|
|                        | <100  | 100-500 | 500-1000 | 1000-1500 | >1500 |
| <b>Центр (20 ряд)</b>  |   |         |          |           |       |
| II                     | -   | -       | 4        | 1         | 1     |
| II-III                 | -   | 1       | 2        | -         | -     |
| <b>Центр (30 ряд)</b>  |   |         |          |           |       |
| II                     | -   | -       | 1        | 3         | -     |
| <b>Центр (50 ряд)</b>  |   |         |          |           |       |
| III                    | 1   | 1       | 1        | 1         | -     |
| II-III                 | -   | 1       | 1        | 3         | 1     |
| <b>Восток (30 ряд)</b> |   |         |          |           |       |
| II                     | -   | -       | 2        | 1         | 1     |
| III                    | 1   | 7       | 3        | 3         | -     |
| II-III                 | -   | -       | 6        | 1         | -     |
| <b>Запад (20 ряд)</b>  |   |         |          |           |       |
| II                     | -   | -       | 1        | -         | 1     |
| II-III                 | -   | 1       | 2        | 1         | -     |

#### 3.2.8.4 Оценка влияния закачиваемой в законтурную область воды на разработку Центрального и Восточного участков

На дату анализа на месторождении работает 53 законтурных водонагнетательных скважины. Для определения влияния и оценки его степени были проанализированы



исторические данные по южной части месторождения, включая Центральную и Восточную его части. Помимо этого, был проведен анализ влияния законтурной закачки на поведение грифонов (выходов закачиваемой воды на дневную поверхность).

При анализе работы 20 ряда законтурных ВНС, была выявлена зависимость состояния (глубины) грифонов, расположенных напротив ряда, от работы законтурной ВНС 14П (рис. 3.2.73).

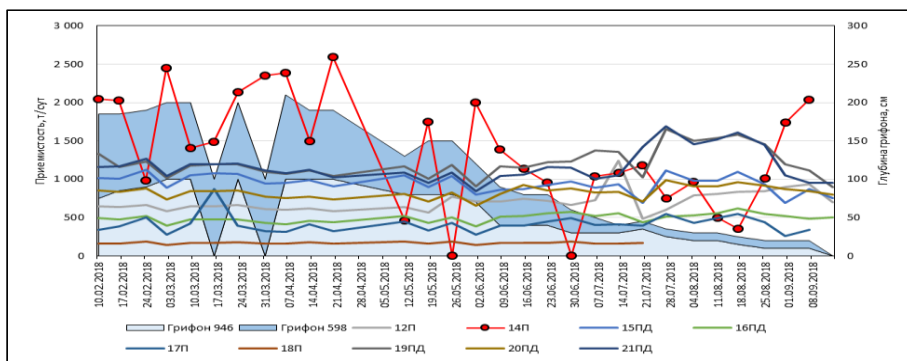


Рисунок 3.2.77 – График изменения грифонов в зависимости от работы законтурных ВНС 20 ряда

График наглядно демонстрирует зависимость глубины грифона от работы законтурной ВНС скважины 14П. Как можно заметить, остальные скважины ряда не оказывают влияния на поведение грифона при изменении приемистости.

На графике, демонстрирующем работу скв. 14П видно, что в ноябре 2017 года давление закачки существенно снизилось. После четырехмесячного перерыва скважина была вновь введена в работу, при этом давление закачки снизилось в 2-2,5 раза при повышении приемистости в 2 раза (рис. 3.2.74).

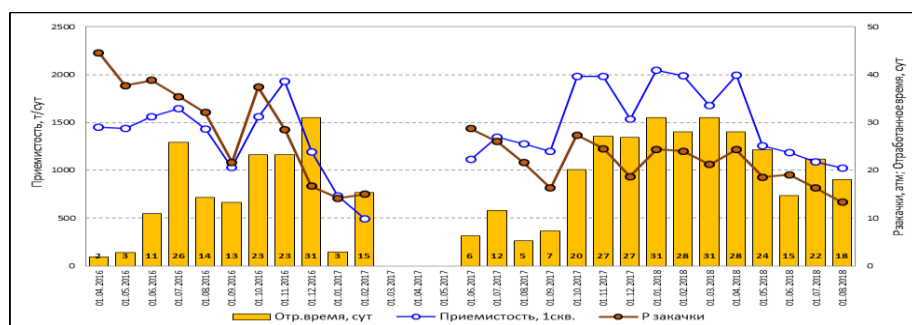


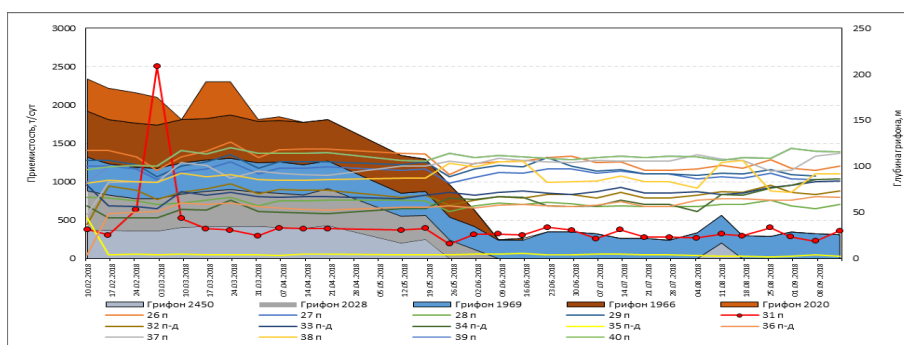
Рисунок 3.2.78 – Динамика приемистости, Рзак и отработанного времени скважины 14П

Представленные данные свидетельствует о снижении сопротивления и говорят о нарушении целостности пласта.

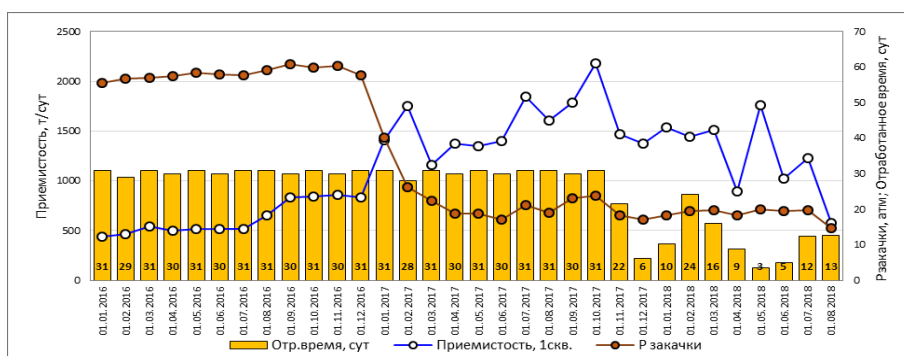


Подобная работа была проведена также по грифонам, расположенным в районе 30 нагнетательного ряда (рис. 3.2.75).

График, приведенный на рис. 3.2.76 наглядно демонстрирует влияние скв. 31П на глубину грифонов, поскольку именно при снижении ее приемистости наблюдается их уменьшение. Остальные скважины ряда не оказывают влияния на глубину и площадь грифонов.



**Рисунок 3.2.79 – График изменения грифонов в зависимости от работы законтурных ВНС 30 ряда**  
Подтверждением этого обстоятельства является график работы скважины 31П, на котором хорошо виден момент прорыва закачиваемой воды на поверхность (01.01.2017 г.). При этом давление закачки снизилось практически в 3 раза, а приемистость выросла с 500 т/сут до 1500-1800 т/сут.



**Рисунок 3.2.80 – Динамика приемистости,  $P_{\text{зак}}$  и отработанного времени скв. 31П**  
Для выявления влияния законтурной закачки на работу добывающих скважин были построены графики добычи и законтурной закачки, по II объекту Центрального участка и III объекту Восточного. Для удобства визуализации и корреляции дебиты нефти были умножены на 10.



Область влияния законтурной закачки на II объекте Центрального участка довольно обширна и включает в себя практически всю южную (приконтурную) часть участка (рис. 3.2.77).

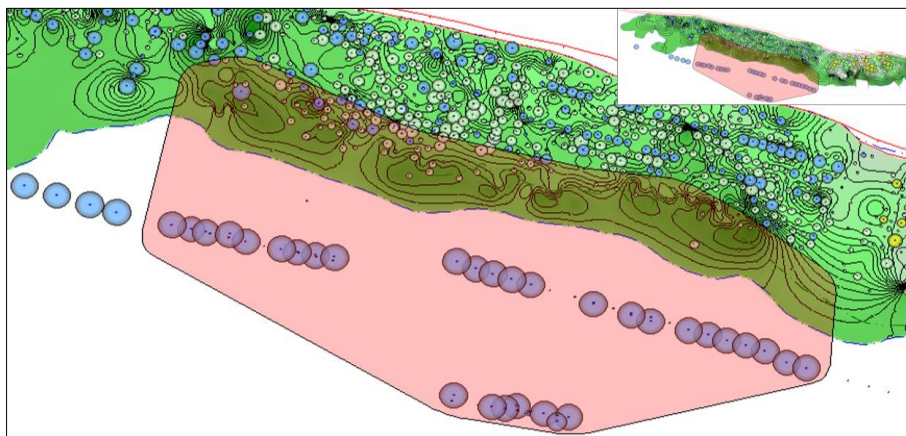


Рисунок 3.2.81 – Область влияния законтурной закачки по II объекту (Центр)

Как показывают исторические данные (рис. 3.2.78), II объекта Центрального участка резкий рост дебитов нефти отмечается в период 2000-2004 гг., который напрямую коррелирует с ростом объема законтурной закачки. В этот же период отмечается рост обводненности с 85 до 95%, который также напрямую связывается с увеличением законтурной закачки.

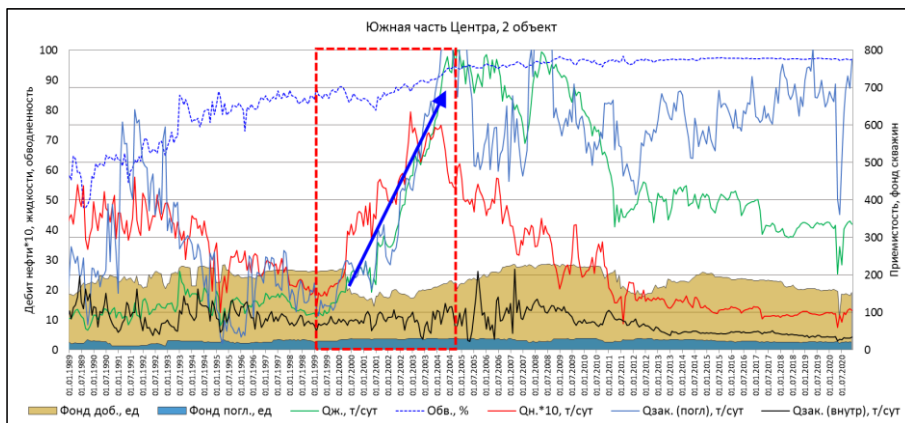


Рисунок 3.2.82 – График корреляции ОТПР и законтурной закачки по II объекту (Центр)

Как видно из дальнейшего поведения кривых, закачка в законтурную область в данное время не оказывает серьезного влияния на дебиты нефти приконтурных добывающих скважин. Более того, вызванный большим объемом закачки законтурную область рост обводненности негативно сказался на количестве действующих добывающих



скважин в области. Так, количество действующих добывающих скважин сократилось с 224 ед. в 2010 г. до 153 ед. на дату анализа.

На **III объекте Восточного участка** наблюдается ситуация, схожая с Центральной частью (рис. 3.2.79).

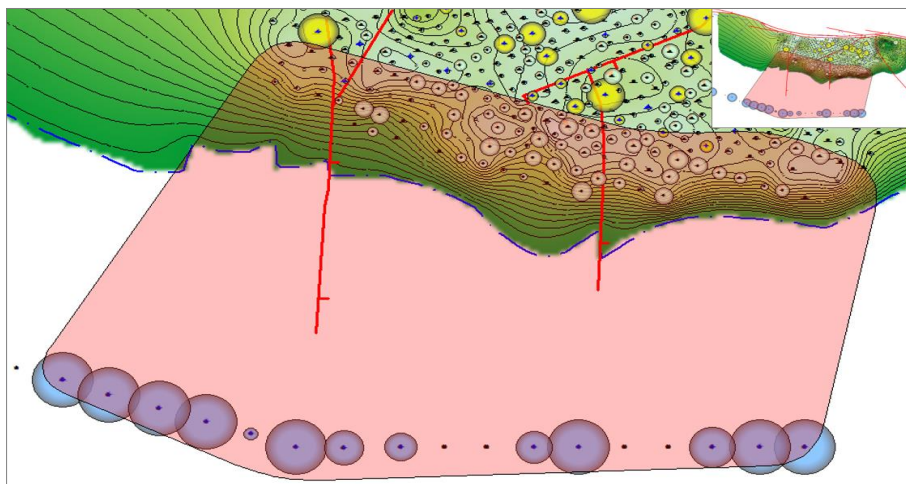


Рисунок 3.2.83 – Область влияния законтурной закачки по III объекту (Восток)

Исключая период СНОРПС единственное повышение дебита нефти связано с увеличением фонда добывающих скважин. Кратковременным эффектом от законтурной закачки можно считать период с 2005 по 2008 год. В остальной период, вплоть до настоящего времени поведение кривой законтурной закачки не показывает корреляции с уровнями дебитов нефти (рис. 3.2.80).

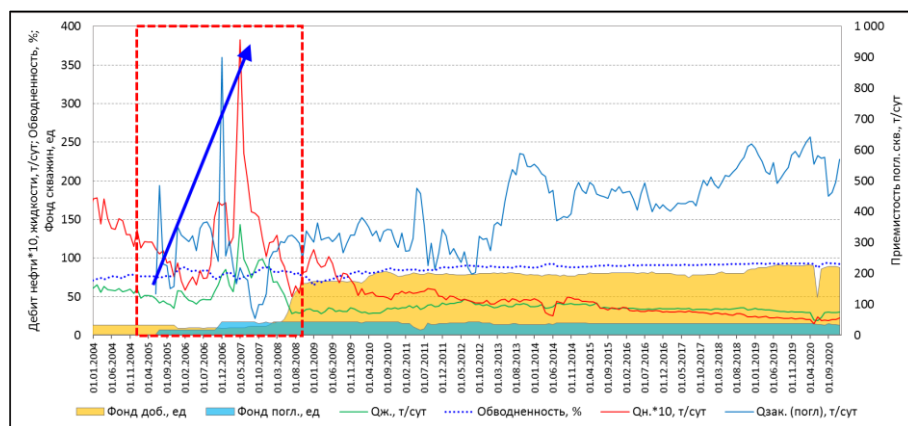


Рисунок 3.2.84 – График корреляции ОТПР и законтурной закачки по III объекту (Восток)



Таким образом, проведенный анализ корреляции добычи и законтурной закачки **III объекта Восточного участка** демонстрирует отсутствие зависимости уровня дебита нефти от законтурной закачки в настоящее время.

Помимо вышеприведенных работ, для оценки степени влияния законтурного заводнения на разработку южной части Центрального участка на каждом из них по данным распределения давления и промысловым данным были условно выделены и околонтурены области непосредственного воздействия законтурной закачки – это южные части участков, ограниченные на Центральном участке первым разрезающим рядом, на Восточном – граница проходит по Центру крайних девятиточечных элементов (рис. 3.2.81-3.2.82).

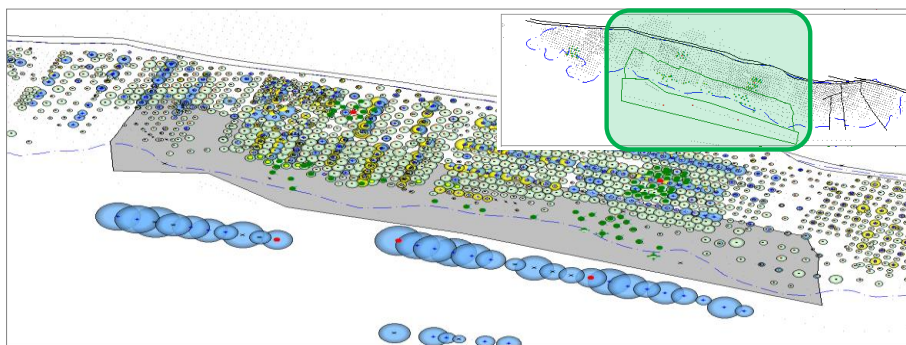


Рисунок 3.2.85 – Карта накопленных отборов II объекта, Центральный участок. Область влияния законтурной закачки

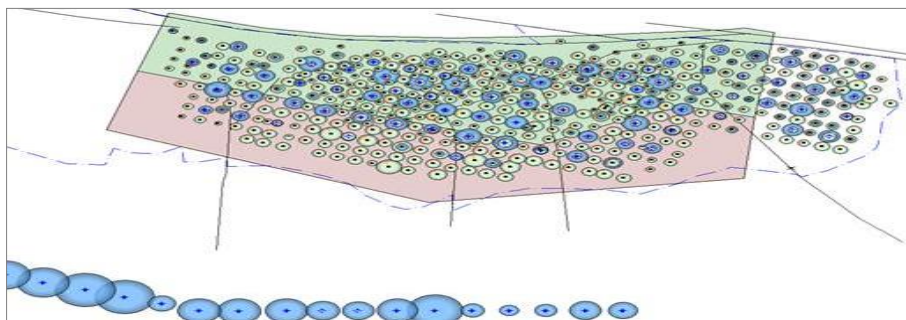


Рисунок 3.2.86 – Карта накопленных отборов III объекта, Восточный участок. Область влияния законтурной закачки

Для выбранных зон влияния был выполнен расчет уравнения материального баланса. Целевым параметром настройки послужили усредненные значения пластового давления в скважинах рассматриваемых участков. В качестве инструмента настройки, итерационно изменялась степень влияния законтурной закачки.





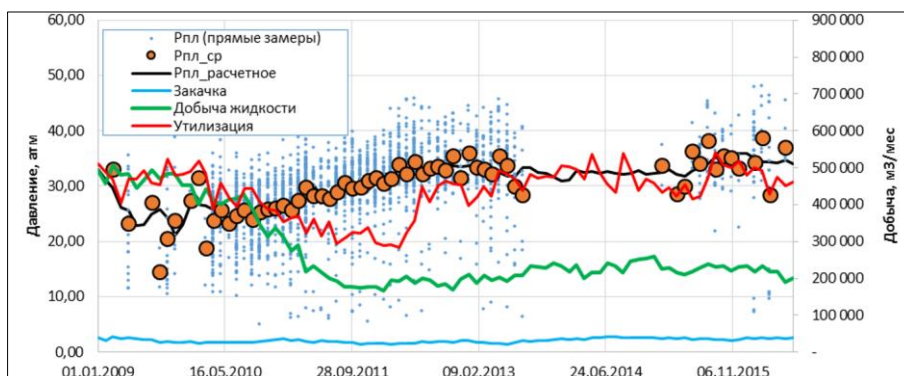


Рисунок 3.2.87 – Настройка модели материального баланса южной части Центрального участка (II объект) на исторические данные

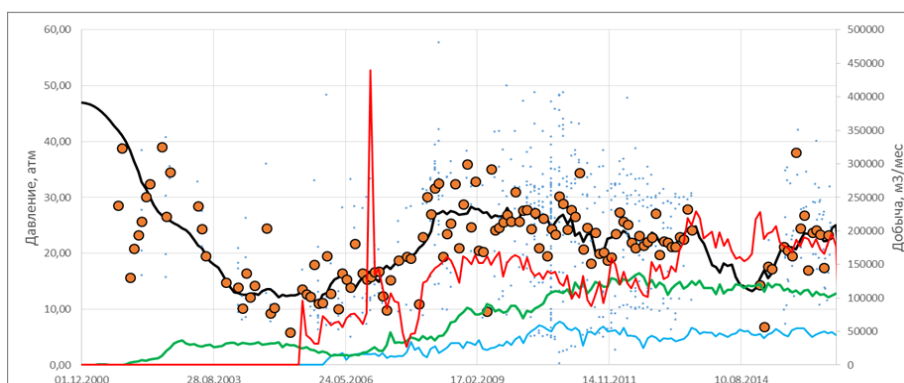


Рисунок 3.2.88 – Настройка модели материального баланса южной части Восточного участка (III объект) на исторические данные

В результате настройки уравнения материального баланса по Центральному участку (рис. 3.2.83) выяснилось, что степень влияния законтурной закачки на Центральный участок II объекта изменяется в диапазоне **35-40%**, т.е. почти половина закачиваемый за контур подтоварной воды от влияющих законтурных ВНС повторно поступает в контур нефтеносности. При этом, не учтены объемы, закачиваемые во II объект через 10 скважин второго ряда законтурных скважин, поскольку скважины расположены на значительном расстоянии от внешнего контура нефтеносности (3750-4050 м) и экранируются первым рядом законтурных скважин.

Таким образом, в случае значительного снижения объемов законтурной закачки, влияющих на Центральный участок, произойдет постепенное падение пластового давления в данной зоне, что приведет к необходимости организации внутриконтурной закачки.

В результате настройки уравнения материального баланса по Восточному участку (рис. 3.2.84) было установлено, что за всю историю средневзвешенное по объему влияние законтурной закачки воды составляет порядка **26%**, за 2015-2016 гг. среднее значение (как



среднеарифметическое, так и взвешенное по объему) – 27%. Таким образом, влияние законтурной закачки воды на Востоке существенно меньше, чем в Центре.

Институтом, в рамках работ по регулированию заводнения, проводилась также более детальная (по зонам) оценка влияния законтурной закачки на один из промыслов Центрального участка ПТВ-3.

Для оценки влияния законтурной закачки был произведен расчет материального баланса и проведена адаптация пластового давления под замеры, произведенные в период с 2001 по 2017 гг. по трем блокам II объекта участка ПТВ-3 (рис. 3.2.85).

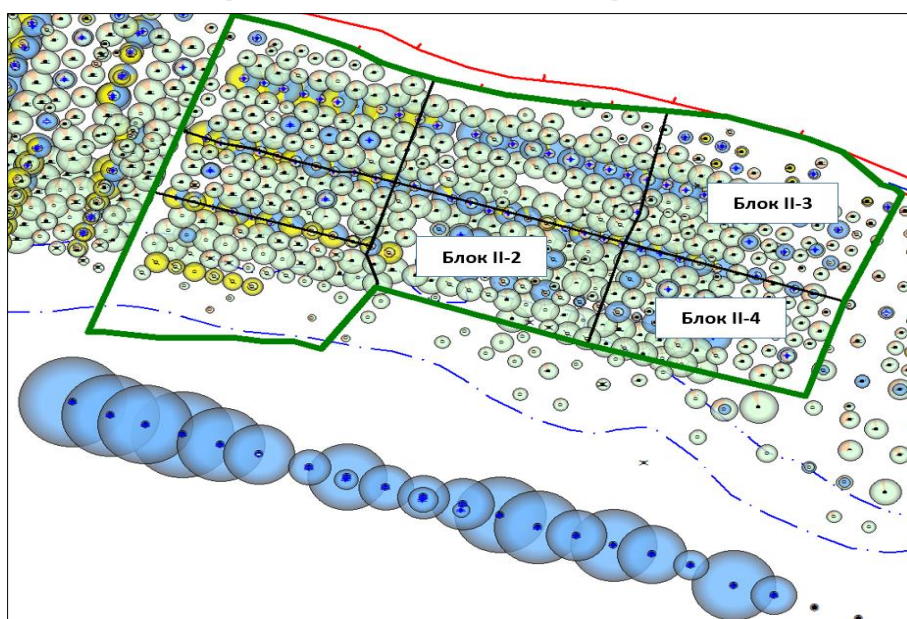


Рисунок 3.2.89 – Участок карты с обозначением границ участка ПТВ-3

На приведенных ниже рисунках 3.2.86-3.2.88 для трех блоков показаны графики пластового давления до и после адаптации.

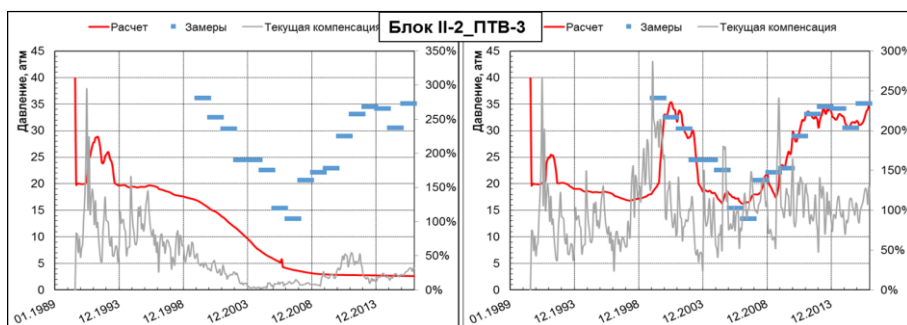


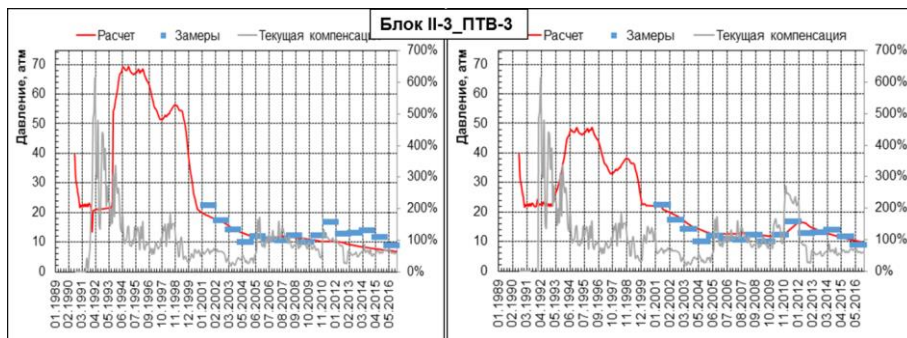
Рисунок 3.2.90 – Пластовое давление до адаптации

Пластовое давление после адаптации

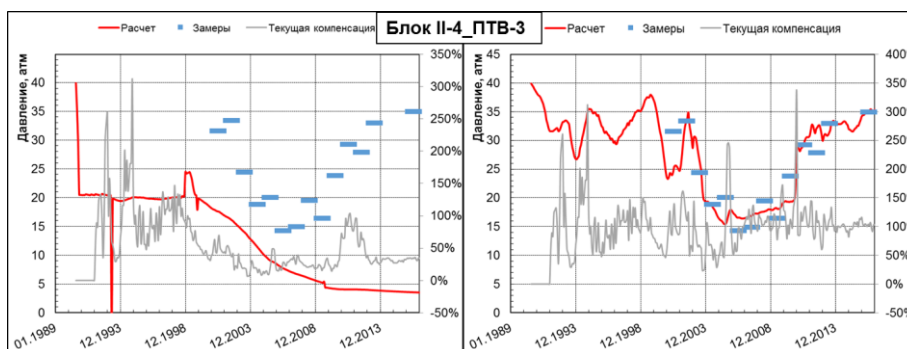




По результатам адаптации можно сделать вывод, что на данный момент **71%** воды поступает в этот блок из-за контура нефтеносности.



**Рисунок 3.2.91 – Пластовое давление до адаптации      Пластовое давление после адаптации**  
По результатам адаптации, данный блок не испытывает влияния законтурной закачки.



**Рисунок 3.2.92 – Пластовое давление до адаптации      Пластовое давление после адаптации**  
По результатам адаптации можно сделать вывод, что на данный момент **69%** воды поступает в этот блок извне.

Таким образом, можно утверждать, что наиболее сильное влияние от законтурной закачки испытывают скважины II объекта южной части участка ПТВ-3, расположенные ближе к рядам законтурным ВНС.

Подобная работа также была проведена специалистами Синцзянского НИИ в 2016 г. по участку ПТВ-2 (рис. 3.2.89).



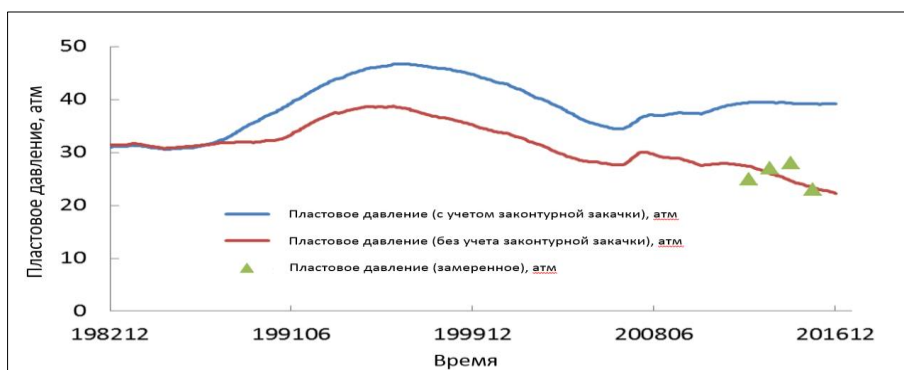


Рисунок 3.2.93 – Кривые адаптации пластового давления, выполненные Синцзянским НИИ

По результатам анализа, накопленный объем закачки сточной воды в законтурные скважины, расположенные напротив участка ПТВ-2 составляет 47657 тыс.т. На основе адаптации пластового давления в залежи был вычислен объем эффективной закачки сточной воды, который составил 34524 тыс.т, т.е. влияние законтурной закачки на участок ПТВ-2 составляет **72,4%**.

### 3.2.8.5 Рекомендации по сокращению законтурной закачки

Специалистами Института были разработаны рекомендации, позволяющие сократить объем непродуктивной закачки в законтурную область в южной части месторождения в связи с вводом в строй завода по опреснению пластовой воды (ОЗПВ).

Согласно данным, предоставленным АО «КБМ», на ОЗПВ поступает 42,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут сточной воды с месторождения, 17 тыс.м<sup>3</sup>/сут выработанной опресненной воды идет на выработку пара и 25,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут поступает обратно в систему ППД. Поступающая в систему ППД вода распределяется между внутриконтурными и законтурными ВНС.

Таким образом, пуск ОЗПВ позволит сократить объем воды, закачиваемой в законтурные ВНС в первый год пуска ОЗПВ в 1,7 раза и составит 8760,8 тыс.м<sup>3</sup> в год или 730,1 тыс.м<sup>3</sup>/мес (табл. 3.2.77).

Таблица 3.2.74-Прогнозные объемы закачки воды в законтурные скважины

| Год  | Закачка законтурной воды в год, тыс.м <sup>3</sup> | Закачка законтурной воды в месяц, тыс.м <sup>3</sup> |
|------|--|--|
| 2021 | 15005,38   | 1250,45  |
| 2022 | 8760,80  | 730,07   |
| 2023 | 8796,69  | 733,06   |
| 2024 | 8956,71  | 746,39   |
| 2025 | 9151,96  | 762,66   |

На сегодняшний день среднемесячная закачка в законтурные ВНС составляет порядка 13 млн.м<sup>3</sup> в месяц или 13-15 млн.м<sup>3</sup> в год. Пуск завода позволит сократить этот показатель до ~ 9 млн.м<sup>3</sup> в год или до 730-760 тыс.м<sup>3</sup> в месяц.

Это позволит в первый год остановить законтурные нагнетательные скважины,



нуждающиеся в КРС, либо оказывающие основное влияние на приконтурную часть месторождения и грифоны (табл. 3.2.78).

Таблица 3.2.75– Скважины-кандидаты для первоочередного проведения КРС

| № п/п  | Скв   | Участок | Статус       | Зак. за мес., тыс.м <sup>3</sup> | Требуется ремонт | Дата посл. КРС | Рез-тат      |
|--------|-------|---------|--------------|----------------------------------|------------------|----------------|--------------|
| 1      | 12P   | Центр   | работает     | 37,42                            |                  | 30.01.2014     | успешно      |
| 2      | 13P   | Центр   | ОКРС         |                                  | Да               | 19.05.2017     | неэффективно |
| 3      | 14P   | Центр   | работает     | 41,94                            | Да               | 14.08.2006     | успешно      |
| 4      | 31P   | Центр   | ОКРС         |                                  | Да               | 11.12.2020     | успешно      |
| 5      | 34P_D | Центр   | работает     | 33,56                            |                  |                | успешно      |
| 6      | 38P   | Центр   | работает     | 32,40                            | Да               | 17.07.2014     | успешно      |
| 7      | 40P   | Центр   | работает     | 40,13                            | Да               | 08.08.2014     | успешно      |
| 8      | 42P   | Центр   | работает     | 31,48                            | Да               | 16.11.2008     | успешно      |
| 9      | 43P   | Центр   | работает     | 41,01                            | Да               | 12.07.2008     | успешно      |
| 10     | 44P   | Центр   | работает     | 45,68                            | Да               | 11.08.2008     | успешно      |
| 11     | 45P   | Центр   | работает     | 68,68                            | Да               | 22.07.2007     | успешно      |
| 12     | 48P   | Центр   | работает     | 32,35                            |                  | 08.09.2008     | успешно      |
| 13     | 50P   | Центр   | работает     | 43,91                            |                  | 21.09.2008     | успешно      |
| 14     | 54P   | Восток  | работает     | 43,46                            | Да               | 11.12.2006     | успешно      |
| 15     | 55P   | Восток  | работает     | 31,26                            | Да               | 05.09.2005     | успешно      |
| 16     | 56P   | Восток  | работает     | 38,81                            | Да               | 15.06.2005     | успешно      |
| 17     | 63P   | Восток  | не принимает |                                  | Да               | 21.05.2014     | неэффективно |
| 18     | 65P   | Восток  | работает     | 34,02                            | Да               | 13.11.2006     | успешно      |
| 19     | 66P   | Восток  | не принимает |                                  | Да               | 22.07.2014     | неэффективно |
| 20     | 68P   | Восток  | работает     | 17,17                            | Да               | 12.07.2014     | успешно      |
| Всего: |       |         |              | 613,27                           | 16               |                |              |

Таким образом пуск завода по опреснению пластовой воды поможет существенно снизить влияние законтурной закачки на приконтурную часть месторождения, а также провести капитальные ремонты.

**Выводы:**

- На дату анализа в действующем фонде находятся 53 законтурных ВНС, из них 7 в простое по различным причинам (негерметичность экс/колонны, отсутствие забоя, авария подземного оборудования и т.п.). За все время ликвидировано 25 скважин, пробурено 18 скважин-дублеров и 1 скважина (2Z) для переноса части закачки в западную часть месторождения.

- 70% фонда или 42 скважины имеют частично или полностью перекрытые забои. 30% или 18 единиц фонда законтурных ВНС имеют МРП более 10 лет, и, соответственно, нуждается в ремонте.

- По данным трассерных исследований в 4 законтурных ВНС установлено, что фронт вытеснения нефти водой движется неравномерно. Скорость движения индикатора 485,5-2565,6 м<sup>3</sup>/сут, что свидетельствует о наличии каналов (пропластков) с разной проницаемостью и указывает на неоднородность исследуемого объекта как по площади, так и по толщине. Кроме того, индикатор закачанный в пласты II объекта был обнаружен в



добывающих скважинах, эксплуатирующих I объект, что указывает на наличие заколонных перетоков как в законтурных нагнетательных, так и в добывающих скважинах.

- Анализ промысловых данных показал прямую зависимость между работой скважин 14П и 31П и состоянием грифонов в приконтурной части месторождения.

- Максимальная приемистость в среднем на одну законтурную ВНС фиксируется на Центральном участке при совместной закачке во II и III объекты (**1036,2 м³/сут**), на Восточном участке – при закачке на II объект (**999 м³/сут**) в скважинах 30 ряда законтурных ВНС, наиболее низкие приемистости у скважин 30 ряда на Восточном участке.

- Результаты анализа корреляции между приемистостью законтурных ВНС и дебитами нефти приконтурных добывающих скважин свидетельствуют об отсутствии влияния закачки на вытеснение нефти.

- По результатам адаптации уравнения материального баланса, проведенной специалистами КазНИПИ, РГУ им. Губкина и Синцзянским НИИ степень влияния законтурной закачки на Центральный участок II объекта по различным участкам составляет от **40** до **70%**, на Восточный участок III объекта **~27%**.

- Пуск завода по опреснению пластовой воды позволит сократить объем законтурной закачки с 1250,45 до 730,1 тыс.м³ воды, что даст возможность отключить часть законтурных ВНС для уменьшения влияния законтурной закачки на приконтурную часть месторождения, а также провести ремонты в скважинах, в которых это необходимо.

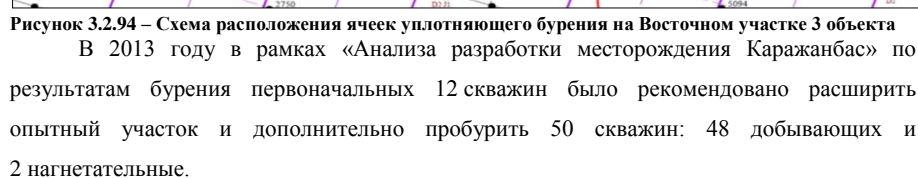
- Институтом подобраны 20 скважин-кандидатов для первоочередной остановки с целью снижения влияния на приконтурную часть месторождения и проведения ремонтов.

### **3.2.9 Анализ бурения уплотняющих скважин**

В «Уточненном проекте разработки месторождения Каражанбас», 2009 г. на Восточном участке была предусмотрена стационарная закачка пара с расположением скважин по квадратной площадной обращённой девятиточечной сетке и расстоянием между скважинами 150 м.

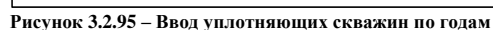
Позднее в рамках «Авторского надзора за реализацией Дополнения к уточненному проекту разработки месторождения Каражанбас», 2012 г. с целью изучения возможности увеличения нефтеотдачи путем уплотнения сетки скважин рекомендовалось организовать 4 ячейки скважин с расстоянием между скважинами 106 м. Для организации этих ячеек было рекомендовано пробурить дополнительно 12 уплотняющих добывающих скважин. Схема уплотнения скважин на участке приведена на рисунке 3.2.90.





По результатам анализов применения технологии уплотнения, выполненных в последующие годы, было рекомендовано расширение участка уплотнения, в связи с чем Недропользователем было пробурено: в 2015 г. – 32 ед. уплотняющих скважин, в 2016 г. – 7 скв., в 2017 г. – 21 скв., в 2018 г. – 30 скв., в 2019 г. – 22 скв.

Ввод скважин по годам приведен на рисунке 3.2.91.



Участок по состоянию на 01.01.2021 г. представлен на рис. 3.2.92. На данный момент бурение уплотняющих скважин на 3 объекта Восточного участка завершено.

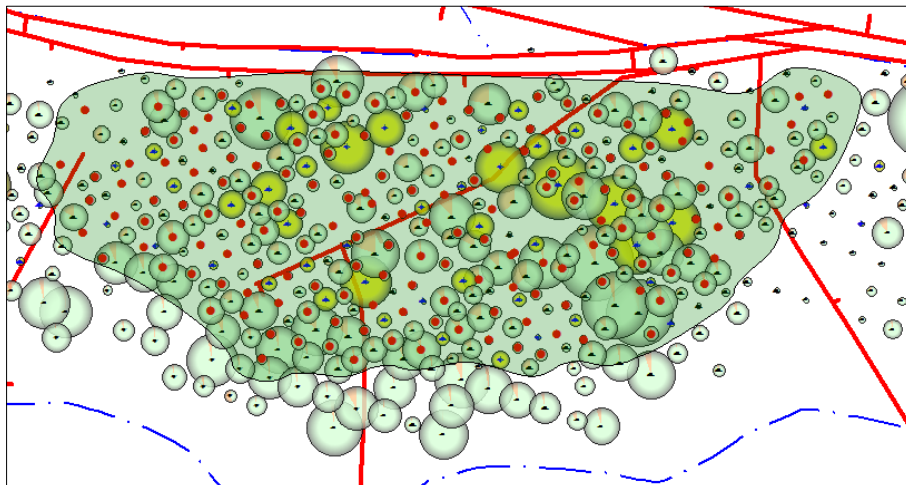


Рисунок 3.2.96 – Расположение скважин с уплотненной сеткой по состоянию на 01.01.21 г.

Начальные дебиты уплотняющих скважин по нефти представлены в диапазоне от 1,6 до 4,1 т/сут, в среднем составляя 3,0 т/сут. Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2021 г. составила 569,2 тыс.т. В таблице 3.2.78 представлены технологические показатели уплотняющих скважин по годам ввода скважин из бурения.

Таблица 3.2.76 – Параметры работы скважин пробуренных с целью уплотнения сетки

| Годы  | Кол-во<br>уплот. скв. | Начальные параметры      |                          |            | Параметры на 01.01.21 г. |                          |            | Накоп.<br>добыча<br>нефти,<br>тыс.т |
|-------|-----------------------|--------------------------|--------------------------|------------|--------------------------|--------------------------|------------|-------------------------------------|
|       |                       | Дебит<br>нефти,<br>т/сут | Дебит<br>жидк.,<br>т/сут | Обв.,<br>% | Дебит<br>нефти,<br>т/сут | Дебит<br>жидк.,<br>т/сут | Обв.,<br>% |                                     |
| 2013  | 12                    | 2,1                      | 4,6                      | 55,2       | 2,2                      | 10,0                     | 78,0       | 5,2                                 |
| 2014  | 50                    | 2,8                      | 5,5                      | 48,9       | 1,9                      | 10,2                     | 81,5       | 39,7                                |
| 2015  | 32                    | 3,5                      | 6,8                      | 49,0       | 2,0                      | 10,0                     | 80,2       | 97,7                                |
| 2016  | 7                     | 3,6                      | 6,8                      | 46,7       | 2,0                      | 6,2                      | 68,6       | 128,1                               |
| 2017  | 21                    | 4,1                      | 10,7                     | 61,8       | 2,5                      | 12,8                     | 80,6       | 138,9                               |
| 2018  | 30                    | 3,0                      | 7,8                      | 61,4       | 2,0                      | 13,0                     | 84,4       | 159,6                               |
| 2019  | 22                    | 1,6                      | 6,9                      | 76,8       | 1,3                      | 8,4                      | 84,5       | 0,1                                 |
| Всего | 174                   | 3,0                      | 7,0                      | 57,1       | 2,0                      | 10,1                     | 79,7       | 569,2                               |

На рисунке 3.2.93 при сравнении дебитов скважин первоначальной сетки 150\*150 м и уплотняющих скважин видно, что дебиты первоначальной сетки выше дебитов уплотняющих скважин, при этом обводненность уплотняющих скважин ниже первоначальной сетки.

С начала 2015 года наблюдается рост дебитов по нефти как первоначальной сетки скважин, так и уплотняющих скважин, что обусловлено как вводом новых скважин, так и формированием системы ППД путем перевода под нагнетание скважин первоначальной сетки.



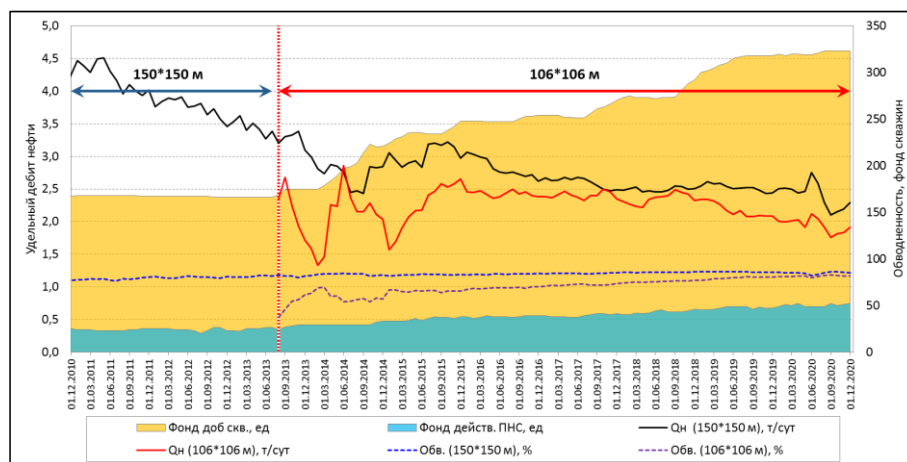


Рисунок 3.2.97 – Динамика дебитов по нефти, обводненности и фонда скважин до и после проведения уплотнения

Специалистами Института была выполнена оценка вовлеченных в разработку запасов по методике Сипачева-Посевича, для чего была построена зависимости жидкостно-нефтяного фактора ( $Q_{ж}/Q_{н}$ ) от накопленной добычи жидкости ( $Q_{ж}$ ).

$$R_{ж} = \frac{Q_{ж}}{Q_{н}} = a + bQ_{ж}$$

На участке кривой вытеснения соответствующей отметке примерно в 8000 тыс.т наблюдается уменьшение угла наклона кривой (коэффициент  $b$ ), говорящий об изменениях в системе разработки, что совпадает с началом активного ввода в эксплуатацию уплотняющих скважин (рис. 3.2.94).

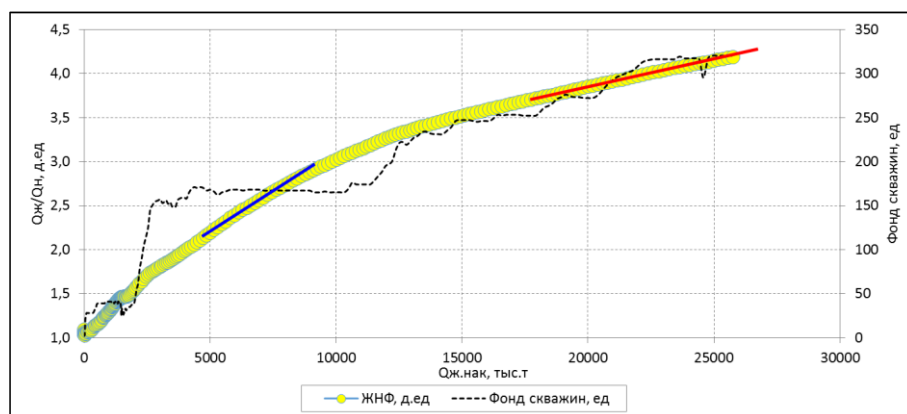


Рисунок 3.2.98 – Характеристика вытеснения по методике Сипачева-Посевича

Ниже (рис. 3.2.95) представлена выкопировка участков до (голубой участок) и после (желтый участок) начала уплотнения.



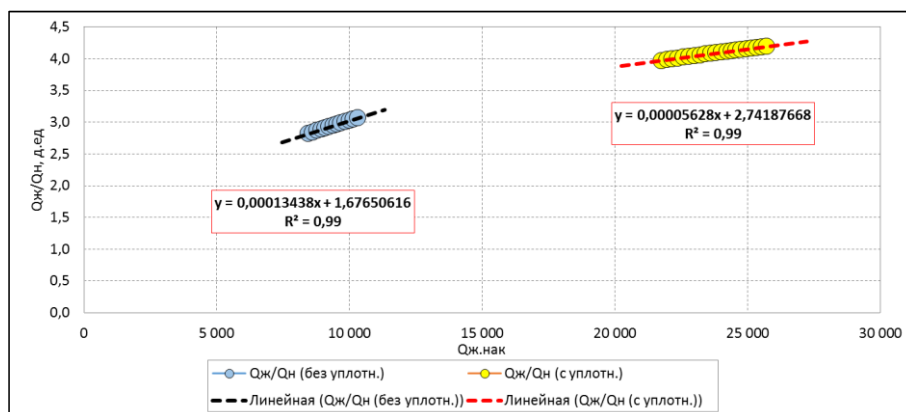


Рисунок 3.2.99 – Выкопировка участков кривой ЖНФ до и после уплотнения

Как видно из представленного графика, бурение уплотняющих скважин позволило вовлечь в активную разработку порядка дополнительно 7469,2 тыс.т, при начальных вовлеченных запасах 6138,3 тыс.т нефти (табл. 3.2.79).

Таблица 3.2.77 – Вовлеченные запасы 3 объекта Восточного участка до и после уплотнения

| Период        | Коэффициент<br><i>a</i> | Коэффициент<br><i>b</i> | Предельная<br>обводненность, % | Вовлеченные<br>запасы, тыс.т | КИН,<br>д.ед. |
|---------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------------|------------------------------|---------------|
| До уплотн.    | 0,00013438              | 1,534                   | 0,98                           | 6138,3                       | 0,221         |
| После уплотн. | 0,00005628              | 2,742                   |                                | 13607,4                      | 0,490         |

**Выводы:**

Сравнение удельных дебитов скважин первоначальной сетки и сетки уплотняющих скважин по нефти показывает, что дебиты первоначальной сетки скважин несколько выше дебитов уплотняющих. Это связано с тем, что дебиты по жидкости первоначальной сетки скважин были выше, чем уплотняющих скважин, что в свою очередь говорит о низкой разбуренности участка. Кроме того, подобное явление может объясняться долгим – в течение почти четырех лет – временем работы залежи на естественном режиме, а после этого отставанием ввода в эксплуатацию паронагнетательных скважин вплоть до 2009 г., что вызвало значительное снижение пластового давления.

Примерно с середины 2015 г. наблюдается рост добычи как по скважинам первоначальной сетки, так и уплотняющей. Это обстоятельство связывается с доорганизацией системы ППД участка, переводом под нагнетание скважин первоначальной сетки (150\*150 м).

Анализ характеристики вытеснения по методу Сипачева-Посевича показал, что бурение скважин по уплотняющей сетке 106\*106 м позволяет поднять уровень





потенциального КИН с 0,221 до 0,49 д.ед., т.е. дополнительно вовлечь в разработку 7469,2 тыс.т.

Учитывая, что технология уплотнения сетки скважин показала высокую эффективность при разработке 3 объекта Восточного участка, а также то обстоятельство, что 1 и 2 объекты Восточного участка также разбурены по сетке 150\*150 м, данная технология может быть рекомендована для распространения на вышележащие объекты Восточного участка.

### **3.2.10 Анализ степени охвата разработкой продуктивного разреза по промыслово-геофизическим данным**

Выполненный объем исследований позволяет провести анализ процессов вытеснения нефти в продуктивных залежах месторождения, оценить эффективность мероприятий по интенсификации добычи, потокоотклоняющих технологий, выявлять нарушения в работе скважин.

Процесс охвата горизонтов вытеснением рассчитывался по количественным критериям, представленными следующими коэффициентами.

Коэффициент охвата работой перфораций:

$$K_{охв\_раб\_перф} = \sum H_{эф\_раб} / H_{эф\_перф},$$

где  $\sum H_{эф\_раб}$  – суммарная эффективная работающая толщина, м;  $H_{эф\_перф}$  – суммарная эффективная первоначально нефтенасыщенная толщина интервалов перфорации.

Коэффициент охвата воздействием рассчитывается по данным работы добывающих скважин:

$$K_{охв\_возд} = \sum H_{эф\_раб} / H_{эф\_нефт},$$

где  $H_{эф\_нефт}$  – эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта.

Коэффициент охвата заводнением рассчитывается по данным работы нагнетательных скважин:

$$K_{охв\_заводн} = \sum H_{эф\_нагн} / H_{эф\_нефт},$$

$\sum H_{эф\_нагн}$  – суммарная часть толщин, охваченных нагнетанием.

Коэффициент охвата работой вскрытого интервала коллектора отражает степень охвата пласта перфорацией, а также относительную приточность толщин с различными коллекторскими свойствами. Коэффициент охвата воздействием, в основном зависит от гидродинамической связи нагнетательных и добывающих скважин.

В таблице 3.2.80 приведены данные коэффициентов охвата перфорацией, охвата работой перфорацией и охвата воздействием/заводнением для добывающих и нагнетательных скважин.



Таблица 3.2.78 -Охват перфорацией и воздействием в скважинах по данным ГИС-контроля.

| 2015 год  |                         |                   |        |             |                  |                  |                   |                   |                  |
|---|-------------------------|-------------------|--------|-------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|------------------|
| Параметры охвата разработкой продуктивных горизонтов                            |                         | Горизонты         |        |             |                  |                  |                   |                   |                  |
|   |                         | А1                | Б      | В           | Г                | Д1               | Д2                | Ю1                | Ю2               |
| Добывающие скважины   |                         |                   |        |             |                  |                  |                   |                   |                  |
| Коэф. перфорационной продуктивности в добывающих скважинах                      | количество определений  | 19                | 14     | 14          | 20               | 2                | 3                 | 7                 | 7                |
|   | диапазон                | 0.75-1            | 0.14-1 | 0.53-1      | 0.5-1            | 0.86-0.87        | 0.48-0.98         | 0.3-1.0           | 0.50-1           |
|   | среднее значение        | 0.97              | 0.88   | 0.89        | 0.9              | 0.87             | 0.73              | 0.7               | 0.79             |
| Коэф. работой перфорации в добывающих скважинах                                 | количество определений  | 18                | 10     | 14          | 20               | 2                | 3                 | 8                 | 7                |
|   | диапазон                | 0.03-0.85         | 0.09-1 | 0.24-1      | 0.09-1           | 0.5-0.7          | 0.07-0.32         | 0.15-1            | 0.17-0.67        |
|   | среднее значение        | 0.46              | 0.47   | 0.69        | 0.35             | 0.6              | 0.23              | 0.46              | 0.43             |
| Коэф. воздействием продуктивности толщ горизонтов в доб. скважинах              | количество определений  | 18                | 10     | 14          | 18               | 2                | 3                 | 8                 | 7                |
|   | диапазон                | 0.03-0.85         | 0.09-1 | 0.24-1      | 0.08-1           | 0.44-0.59        | 0.07-0.24         | 0.09-0.37         | 0.13-0.67        |
|   | среднее значение        | 0.45              | 0.44   | 0.61        | 0.31             | 0.51             | 0.15              | 0.26              | 0.35             |
| Водонагнетательные скважины   |                         |                   |        |             |                  |                  |                   |                   |                  |
| Коэф. заводнением продуктивности толщ горизонтов в водонагнетательных скважинах | количество определений  | 19                | 19     | 7           | 14               | 2                | -                 | 14                | 4                |
|   | диапазон                | 0.27-1            | 0.22-1 | 0.24-0.95   | 0.15-1           | 0.68-0.97        | -                 | 0.14-0.85         | 0.13-1           |
|   | среднее значение        | 0.61              | 0.6    | 0.7         | 0.48             | 0.83             | -                 | 0.57              | 0.61             |
| Паронагнетательные скважины   |                         |                   |        |             |                  |                  |                   |                   |                  |
| Коэф. заводнением продуктивности толщ горизонтов в паронагнетательных скважинах | количество определений  | 4                 | 1      | 1           | 7                | 2                | 17                | 13                | 4                |
|   | Результат приемистости. | 3-пар/1-гор.вода. | 1      | 1-гор.вода. | 6-пар/1-гор.вода | 1-пар/1-гор.вода | 16-пар/1-гор.вода | 2-пар/11-гор.вода | 2-пар/2-гор.вода |
|   | диапазон                | 0.37-1            | 0.69   | -           | 0.73-1           | 1                | 0.23-1            | 0.61-0.92         | 0.33-0.91        |
|   | среднее значение        | 0.77              | 0.69   | -           | 0.92             | 1                | 0.74              | 0.76              | 0.62             |

продолжение таблицы 3.2.78

| 2016 год  |                         |                   |                   |             |                   |           |                   |                   |                   |
|---|-------------------------|-------------------|-------------------|-------------|-------------------|-----------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Параметры охвата разработкой продуктивных горизонтов                  |                         | Горизонты         |                   |             |                   |           |                   |                   |                   |
|   |                         | А1                | Б                 | В           | Г                 | Д1        | Д2                | Ю1                | Ю2                |
| Добывающие скважины   |                         |                   |                   |             |                   |           |                   |                   |                   |
| Кохв перфорацией продуктивной толщи горизонта в добывающих скважинах  | количество определений  | 22                | 13                | 9           | 23                | 10        | 3                 | 5                 | 3                 |
|   | диапазон                | 0.42-1            | 0.22-1            | 0.5-1       | 0.39-1            | 0.92-1    | 0.71-0.90         | 0.2-1             | 0.47-0.95         |
|   | среднее значение        | 0.95              | 0.84              | 0.90        | 0.83              | 0.99      | 0.83              | 0.80              | 0.66              |
| Кохв работой перфорации в добывающих скважинах                        | количество определений  | 21                | 12                | 9           | 22                | 9         | 3                 | 2                 | 3                 |
|   | диапазон                | 0.22-1            | 0.07-1            | 0.04-1      | 0.09-1            | 0.3-1     | 0.54-0.92         | 0.37-0.46         | 0.35-0.66         |
|   | среднее значение        | 0.57              | 0.54              | 0.78        | 0.46              | 0.70      | 0.79              | 0.41              | 0.51              |
| Кохв воздействием продуктивной толщи горизонта в доб. скважинах       | количество определений  | 21                | 12                | 9           | 22                | 9         | 3                 | 2                 | 3                 |
|   | диапазон                | 0.2-1             | 0.07-0.88         | 0.04-1      | 0.09-0.96         | 0.28-1    | 0.48-0.8          | 0.36-0.46         | 0.19-0.49         |
|   | среднее значение        | 0.54              | 0.41              | 0.70        | 0.38              | 0.66      | 0.65              | 0.41              | 0.33              |
| Водонагнетательные скважины   |                         |                   |                   |             |                   |           |                   |                   |                   |
| Кохв заводнением продуктивной толщи горизонта в водонаг/ных скважинах | количество определений  | 19                | 11                | 6           | 20                | 4         | -                 | 8                 | 7                 |
|   | диапазон                | 0.11-1            | 0.08-1            | 0.12-1      | 0.16-0.77         | 0.13-0.65 | -                 | 0.11-0.44         | 0.11-0.72         |
|   | среднее значение        | 0.65              | 0.49              | 0.68        | 0.42              | 0.33      | -                 | 0.24              | 0.43              |
| Паранагнетательные скважины   |                         |                   |                   |             |                   |           |                   |                   |                   |
| Кохв заводнением продуктивной толщи горизонта в паронаг/ных скважинах | количество определений  | 8                 | 3                 | 1           | 10                | -         | 9                 | 12                | 4                 |
|   | Результат приемистости. | 6-пар/2-гор.вода. | 1-пар/2-гор.вода. | 1-гор.вода. | 5-пар/5-гор.вода. | -         | 8-пар/1-гор.вода. | 5-пар/7-гор.вода. | 2-пар/2-гор.вода. |
|   | диапазон                | 0.57-1            | 0.22              | -           | 0.94-1            | -         | 0.11-0.98         | 0.61-0.96         | 0.40-0.72         |
|   | среднее значение        | 0.92              | 0.22              | -           | 0.97              | -         | 0.7               | 0.79              | 0.56              |

продолжение таблицы 3.2.78

| 2017 год   |                         |                    |                   |           |                   |           |                   |                   |           |
|--|-------------------------|--------------------|-------------------|-----------|-------------------|-----------|-------------------|-------------------|-----------|
| Параметры охвата разработкой продуктивных горизонтов                   |                         | Горизонты          |                   |           |                   |           |                   |                   |           |
|  |                         | А1                 | Б                 | В         | Г                 | Д1        | Д2                | Ю1                | Ю2        |
| Добывающие скважины  |                         |                    |                   |           |                   |           |                   |                   |           |
| Коэф. перфорацией продуктивной толщи горизонта в добывающих скважинах  | количество определений  | 19                 | 18                | 10        | 29                | 13        | 5                 | 2                 | 5         |
|  | диапазон                | 0.52-1             | 0.1-1             | 0.3-1     | 0.3-1             | 0.3-1     | 0.8-1             | 0.1-0.9           | 0.8-1     |
|  | среднее значение        | 0.92               | 0.78              | 0.82      | 0.81              | 0.85      | 0.9               | 0.5               | 0.9       |
| Коэф. работой перфорации в добывающих скважинах                        | количество определений  | 17                 | 10                | 6         | 29                | 11        | 5                 | 1                 | 4         |
|  | диапазон                | 0.12-0.86          | 0.15-1.0          | 0.10-0.71 | 0.23-0.91         | 0.15-0.78 | 0.06-0.41         | 0.53              | 0.22-0.72 |
|  | среднее значение        | 0.37               | 0.46              | 0.31      | 0.48              | 0.44      | 0.21              | 0.53              | 0.46      |
| Коэф. воздействием продуктивной толщи горизонта в доб. скважинах       | количество определений  | 17                 | 10                | 6         | 29                | 11        | 5                 | 1                 | 4         |
|  | диапазон                | 0.09-0.86          | 0.09-0.59         | 0.08-0.40 | 0.08-0.9          | 0.17-0.73 | 0.06-0.35         | 0.45              | 0.22-0.60 |
|  | среднее значение        | 0.36               | 0.38              | 0.22      | 0.42              | 0.35      | 0.18              | 0.45              | 0.42      |
| Водонагнетательные скважины  |                         |                    |                   |           |                   |           |                   |                   |           |
| Коэф. заводнением продуктивной толщи горизонта в водонаг/ных скважинах | количество определений  | 17                 | 13                | 11        | 25                | 2         | -                 | 4                 | 3         |
|  | диапазон                | 0.16-1             | 0.22-1            | 0.32-0.78 | 0.14-0.8          | 0.65-1    | -                 | 0.17-0.77         | 0.02-0.58 |
|  | среднее значение        | 0.53               | 0.58              | 0.51      | 0.44              | 0.82      | -                 | 0.48              | 0.27      |
| Паранагнетательные скважины  |                         |                    |                   |           |                   |           |                   |                   |           |
| Коэф. заводнением продуктивной толщи горизонта в паронаг/ных скважинах | количество определений  | 18                 | 2                 | -         | 8                 | 1         | 5                 | 4                 | 1         |
|  | Результат приемистости. | 14-пар/4-гор.вода. | 1-пар/1-гор.вода. | -         | 6-пар/2-гор.вода. | 1-пар     | 4-пар/1-гор.вода. | 2-пар/2-гор.вода. | 1-пар     |
|  | диапазон                | 0.35-1             | 0.14              | -         | 0.57-0.97         | 1         | 0.95-1            | 0.46-0.77         | 0.71      |
|  | среднее значение        | 0.86               | 0.14              | -         | 0.84              | 1         | 0.98              | 0.62              | 0.71      |

продолжение таблицы 3.2.78

| 2018 год  |                         |                   |             |             |                    |             |                   |                   |             |
|---|-------------------------|-------------------|-------------|-------------|--------------------|-------------|-------------------|-------------------|-------------|
| Параметры охвата разработкой продуктивных горизонтов                    |                         | Горизонты         |             |             |                    |             |                   |                   |             |
|   |                         | А1                | Б           | В           | Г                  | Д1          | Д2                | Ю1                | Ю2          |
| Добывающие скважины   |                         |                   |             |             |                    |             |                   |                   |             |
| Коэф. перфорацией продуктивной толщи горизонта в добывающих скважинах   | количество определений  | 18                | 12          | 12          | 20                 | 5           | 13                | 8                 | 4           |
|   | диапазон                | 0.67-1            | 0.33-1      | 0.33-1      | 0.30-1             | 0.25-1      | 0.43-1            | 0.15-1            | 0.24-0.95   |
|   | среднее значение        | 0.97              | 0.88        | 0.83        | 0.89               | 0.72        | 0.78              | 0.71              | 0.53        |
| Коэф. работой перфорации в добывающих скважинах                         | количество определений  | 14                | 11          | 11          | 19                 | 5           | 13                | 6                 | 4           |
|   | диапазон                | 0.22-1            | 0.11-1      | 0.14-1      | 0.16-1             | 0.27-1      | 0.10-0.90         | 0.40-0.92         | 0.75-1      |
|   | среднее значение        | 0.55              | 0.65        | 0.76        | 0.56               | 0.52        | 0.48              | 0.7               | 0.84        |
| Коэф. воздействием продуктивной толщи горизонта в доб. скважинах        | количество определений  | 14                | 11          | 11          | 19                 | 5           | 13                | 6                 | 4           |
|   | диапазон                | 0.22-1            | 0.11-1      | 0.14-1      | 0.15-1             | 0.25-0.35   | 0.07-0.78         | 0.09-0.71         | 0.24-0.73   |
|   | среднее значение        | 0.54              | 0.61        | 0.60        | 0.52               | 0.30        | 0.38              | 0.49              | 0.43        |
| Водонагнетательные скважины   |                         |                   |             |             |                    |             |                   |                   |             |
| Коэф. заводнением продуктивной толщи горизонта в водонагн/ных скважинах | количество определений  | 15                | 16          | 9           | 23                 | 7           | -                 | 8                 | 3           |
|   | диапазон                | 0.17-1            | 0.20-1      | 0.25-1      | 0.08-1             | 0.11-1      | -                 | 0.29-0.92         | 0.17-0.29   |
|   | среднее значение        | 0.67              | 0.59        | 0.71        | 0.55               | 0.68        | -                 | 0.65              | 0.21        |
| Паранагнетательные скважины   |                         |                   |             |             |                    |             |                   |                   |             |
| Коэф. заводнением продуктивной толщи горизонта в паронагн/ных скважинах | количество определений  | 9                 | 4           | 4           | 12                 | 1           | 9                 | 8                 | 1           |
|   | Результат приемистости. | 8-пар/1-гор.вода. | 4-гор.вода. | 4-гор.вода. | 11-пар/1-гор.вода. | 1-гор.вода. | 7-пар/2-гор.вода. | 2-пар/6-гор.вода. | 1-гор.вода. |
|   | диапазон                | 0.13-1            | -           | -           | 0.63-1             | -           | 0.33-0.99         | 0.48-0.60         | -           |
|   | среднее значение        | 0.73              | -           | -           | 0.90               | -           | 0.69              | 0.54              | -           |

продолжение таблицы 3.2.78

| 2019 год   |                         |                    |                   |           |           |           |           |                    |                   |
|--|-------------------------|--------------------|-------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------------------|-------------------|
| Параметры охвата разработкой продуктивных горизонтов                   |                         | Горизонты          |                   |           |           |           |           |                    |                   |
|  |                         | А1                 | Б                 | В         | Г         | Д1        | Д2        | Ю1                 | Ю2                |
| Добывающие скважины  |                         |                    |                   |           |           |           |           |                    |                   |
| Коэф. перфорацией продуктивной толщи горизонта в добывающих скважинах  | количество определений  | 21                 | 14                | 13        | 21        | 6         | 13        | 18                 | 6                 |
|  | диапазон                | 0.33-1             | 0.40-1            | 0.39-1    | 0.32-1    | 0.46-1    | 0.49-1.0  | 0.16-1.0           | 0.31-1.0          |
|  | среднее значение        | 0.89               | 0.83              | 0.82      | 0.85      | 0.83      | 0.89      | 0.74               | 0.75              |
| Коэф. работой перфорации в добывающих скважинах                        | количество определений  | 21                 | 14                | 13        | 21        | 6         | 13        | 18                 | 6                 |
|  | диапазон                | 0.23-1             | 0.44-1            | 0.17-1.0  | 0.15-1    | 0.08-0.75 | 0.26-1.0  | 0.05-1             | 0.14-1.0          |
|  | среднее значение        | 0.64               | 0.71              | 0.76      | 0.55      | 0.39      | 0.71      | 0.60               | 0.47              |
| Коэф. воздействием продуктивной толщи горизонта в доб. скважинах       | количество определений  | 21                 | 14                | 13        | 21        | 6         | 13        | 18                 | 6                 |
|  | диапазон                | 0.23-1             | 0.38-0.94         | 0.17-1.0  | 0.10-1    | 0.07-0.44 | 0.21-1.0  | 0.05-1.0           | 0.14-0.48         |
|  | среднее значение        | 0.55               | 0.60              | 0.60      | 0.44      | 0.28      | 0.64      | 0.43               | 0.28              |
| Водонагнетательные скважины  |                         |                    |                   |           |           |           |           |                    |                   |
| Коэф. заводнением продуктивной толщи горизонта в водонаг/ных скважинах | количество определений  | 11                 | 16                | 8         | 49        | 4         | -         | 4                  | 3                 |
|  | диапазон                | 0.32-0.77          | 0.31-1            | 0.12-0.91 | 0.08-0.81 | 0.33-0.78 | -         | 0.34-0.66          | 0.39-0.59         |
|  | среднее значение        | 0.53               | 0.55              | 0.44      | 0.42      | 0.58      | -         | 0.51               | 0.47              |
| Паранагнетательные скважины  |                         |                    |                   |           |           |           |           |                    |                   |
| Коэф. заводнением продуктивной толщи горизонта в паронаг/ных скважинах | количество определений  | 12                 | 9                 | 4         | 6         | -         | 7         | 16                 | 5                 |
|  | Результат приемистости. | 11-пар/1-гор.вода. | 2-пар/7-гор.вода. | гор.вода. | пар       | -         | пар       | 5-пар/11-гор.вода. | 1-пар/4-гор.вода. |
|  | диапазон                | 0.54-1             | 0.21-0.49         | -         | 0.35-0.88 | -         | 0.20-0.74 | 0.07-0.78          | 0.67              |
|  | среднее значение        | 0.82               | 0.35              | -         | 0.63      | -         | 0.45      | 0.47               | 0.67              |

продолжение таблицы 3.2.78

| 01.07.2020 год  |                        |           |           |           |           |        |           |          |           |
|---|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------|-----------|----------|-----------|
| Параметры охвата разработкой продуктивных горизонтов                  |                        | Горизонты |           |           |           |        |           |          |           |
|   |                        | А1        | Б         | В         | Г         | Д1     | Д2        | Ю1       | Ю2        |
| Добывающие скважины   |                        |           |           |           |           |        |           |          |           |
| Кохв перфорацией продуктивной толщи горизонта в добывающих скважинах  | количество определений | 16        | 9         | 10        | 15        | 2      | 8         | 10       | 6         |
|   | диапазон               | 0.53-1    | 0.63-1    | 0.58-1    | 0.14-1    | 0.55-1 | 0.52-1    | 0.2-1    | 0.24-0.99 |
|   | среднее значение       | 0.93      | 0.91      | 0.88      | 0.75      | 0.77   | 0.86      | 0.61     | 0.66      |
| Кохв работой перфорации в добывающих скважинах                        | количество определений | 13        | 6         | 9         | 14        | 1      | 8         | 10       | 6         |
|   | диапазон               | 0.22-0.66 | 0.12-0.96 | 0.16-0.81 | 0.11-0.93 | 0.68   | 0.2-0.92  | 0.2-0.86 | 0.27-1    |
|   | среднее значение       | 0.47      | 0.44      | 0.48      | 0.50      | 0.68   | 0.41      | 0.44     | 0.58      |
| Кохв воздействием продуктивной толщи горизонта в доб. скважинах       | количество определений | 13        | 6         | 9         | 14        | 1      | 8         | 10       | 6         |
|   | диапазон               | 0.22-0.88 | 0.12-0.87 | 0.16-0.81 | 0.08-0.71 | 0.68   | 0.2-0.58  | 0.1-0.86 | 0.09-0.51 |
|   | среднее значение       | 0.49      | 0.41      | 0.47      | 0.42      | 0.68   | 0.32      | 0.28     | 0.35      |
| Водонагнетательные скважины   |                        |           |           |           |           |        |           |          |           |
| Кохв заводнением продуктивной толщи горизонта в водонаг/ных скважинах | количество определений | 20        | 15        | 7         | 32        | -      | -         | 3        | -         |
|   | диапазон               | 0.31-1    | 0.32-1    | 0.34-0.75 | 0.1-0.94  | -      | -         | 0.16-0.5 | -         |
|   | среднее значение       | 0.63      | 0.70      | 0.56      | 0.42      | -      | -         | 0.34     | -         |
| Паранагнетательные скважины   |                        |           |           |           |           |        |           |          |           |
| Кохв заводнением продуктивной толщи горизонта в паронаг/ных скважинах | количество определений | 18        | 2         | -         | 12        | -      | 16        | 5        | -         |
|   | диапазон               | 0.25-1    | 0.45-0.82 | -         | 0.37-0.98 | -      | 0.18-0.99 | 0.32-1   | -         |
|   | среднее значение       | 0.74      | 0.63      | -         | 0.74      | -      | 0.72      | 0.83     | -         |

Как видно из таблицы 3.2.80 за анализируемый период 2015-01.07.2020 гг. наблюдается высокий коэффициент охвата перфорации (Кохв\_перф) по горизонтам А1, Б, В, Г и в среднем составляет 0.87 д.ед.

По коэффициенту охвата работой перфорированных интервалов (Кохв\_раб\_перф) наблюдается увеличение в 2016, 2018 и 2019 годах, в пределах 0,61-0,66 д. ед., и снижение в 2015, 2017 годах – в среднем составляет 0,49 д.ед., 0,41 д.ед. соответственно.

Коэффициент охвата воздействием продуктивных коллекторов в добывающих скважинах по горизонтам А1, Б, В, Г в 2015 и 2017 годах варьирует в широких пределах от 0,22 до 0,61 д.ед. В 2016, 2018 и 2019 годах наблюдается увеличение на 14%, и в среднем составляет – 0.54 д.ед.

Из приведенных данных ГИС-к водонагнетательных скважин видно, что горизонты I-II объектов работают с охватом заводнения в среднем 42-71%, наименьший охват заводнением наблюдается по горизонту Г- в среднем 46%.

Геофизическими исследованиями в паронагнетательных скважинах решаются следующие задачи:

- Определение расхода закачиваемого в скважину пара;
- Определение давления и температуры в паронагнетательной скважине;
- Исследование теплопотерь, расчет сухости в стволе скважины;
- Определение профиля приемистости пара в скважине.

В техническом плане задачи реализуются с помощью зарубежной аппаратуры НС-РС 5 и PPS71 регистрирующей одновременно 5 параметров: температуру, давление, расходомерию, локацию муфтовых соединений и ГК. В заключении по результатам исследований приводится расчет тепла в наземном паропроводе, стволе скважины, данные исследования давления, температуры и потока, приводится профиль приемистости пара.

Согласно данным, приведенным в таблиц 3.2.80, всего на месторождении в период 2015-2020гг. проведены исследования в 195 скважинах. Анализ результатов исследований позволил сделать определенные выводы по охвату пластов воздействием пара, относительно эффективности закачки пара в зависимости от удаленности скважины от парогенератора.

По данным исследований в паронагнетательных скважинах проведен анализ воздействия паром пластов. Для этого результаты исследований были использованы для расчета коэффициентов воздействия паром в каждой скважине по пластам:

$$\text{Кохв\_пар} = \text{Нэф\_пар} / \text{Нэф\_пл};$$

где Нэф\_пар - эффективная мощность пласта, охваченная воздействием пара;

Нэф\_пл – суммарная эффективная мощность пласта;





Больше всего было проведено исследований профиля приемистости пара на восточном участке, при этом наиболее эффективное воздействие паром отмечается в пластах горизонтов А1 и Г и в среднем составляет 86%. Наименьший коэффициент охвата паром (35-39%) отмечается в пластах «Ю1» и «Ю2». На северном участке было проведено 13 исследований со средним Кохв паром – 76%.

По результатам проведенных исследований ГИС-к в добывающих и нагнетательных скважинах видно, что полученные коэффициенты охвата (перфорацией, работой, воздействием) по горизонтам Д1, Д2, Ю-І, Ю-ІІ не подлежат обобщению из-за малого количества определений (исследований).

**Выводы:** В результате проведенного анализа, по данным ГИС-к (определение профиля притока) наблюдается, что в первую очередь идет выработка пластов – коллекторов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЭС). Следует также отметить, что остаются невыработанными или слабо вовлечены в разработку интервалы, с ухудшенными коллекторскими свойствами, кровельной или подошвенной части продуктивных пластов.

В скважинах с низким охватом работой перфорации рекомендуется проводить мероприятия по выравниванию профиля притока (ВПП) с целью вовлечения в разработку не работающих перфорированных интервалов. Анализ выполненных мероприятий по проведению ВПП представлен в разделе 3.2.11.

### ***3.2.11 Анализ результатов работ по выравниванию профиля приемистости (притока)***

За анализируемый период все работы по выравниванию профиля приемистости (ВПП) на месторождении проводились преимущественно компанией ТОО «Атриум Актобе» и в порядке участия в опытно-промышленных испытаниях в 2018 г. ТОО «Global Munai Service» (GMS).

#### **Работы ТОО «Атриум Актобе» в 2016-2017 гг.**

В 2016 г. технология ТОО «Атриум Актобе» была применена потокоотклоняющая технология, предусматривающая закачку гелеобразующих композиций на основе полиакриламида (0.4% ПАА) и сшивателя ацетата хрома (0.04% АХ).

Закачка композиций производилась в пять нагнетательных скважин: №4310 (объект 1, участок Центр), №3696 и 4508 (объект 2, участок Центр), №929 и 6060 (объект 3, участок Запад).

Схема закачки полимерной композиции выполнялась в несколько этапов, в каждом из которых закачивался определённый объём и состав композиции. Общий объём закачки в каждую скважину составлял 600 м<sup>3</sup>. Схема закачки включала следующее:



- Этап I: закачка 250 м<sup>3</sup> композиций, в том числе: 0,5% ДМ 5,0 кг/м<sup>3</sup> (расход ДМ 1250 кг), 0,5% пульпа 5,0 кг/м<sup>3</sup> (расход ПАА 1250 кг), 0,05% раствор АХ в пульпе ПАА 3,33 л/м<sup>3</sup> (расход АХ 250 кг (45%) или 833,3 л (15%));

- Этап II: закачка 250 м<sup>3</sup> композиций, в том числе: 0,5% ДМ 5,0 кг/м<sup>3</sup> (расход ДМ 1250 кг), 0,5% пульпа 5,0 кг/м<sup>3</sup> (расход ПАА 1250 кг), 0,05% раствор АХ в пульпе ПАА 3,33 л/м<sup>3</sup> (расход АХ 250 кг (45%) или 833,3 л (15%));

- Этап III: закачка 100 м<sup>3</sup> композиций, в том числе: 0,6% ДМ 6,0 кг/м<sup>3</sup> (расход ДМ 600 кг), 0,6% пульпа ПАА 6,0 кг/м<sup>3</sup> (расход ПАА 600 кг), 0,06% раствор АХ в пульпе ПАА 4 л/м<sup>3</sup> (расход АХ 120 кг (45%) или 400 л (15%)),

По итогам работ был выполнен анализ эффективности мероприятия. Как видно, дополнительная добыча была получена на всех участках, кроме скважины №929. Наибольший прирост наблюдался на участке скважины №3696 – 2 404 т (0,83 т/сут на 1 скв). В среднем, прирост по участкам составил от 700-800 т или 0,3-0,6 т/сут на 1 скважину.

*В целом, технология ТОО «Атриум Актобе» показала высокую эффективность. Из 41 реагирующей добывающей скважины технологическая эффективность получена на 17 (41%). Дополнительная добыча за счёт увеличения отборов составила 463 т (8%), за счёт снижения обводнённости 5282 т (92%). Суммарная дополнительная добыча за эффективный период составила 5 747 тонн нефти.*

Таблица 3.2.79 – Результаты работ по ВПП ТОО «Атриум Актобе» в 2016-2017 г.

| № нагн. скв.  | Базовый период  | Период расчёта эффективности | Доп. добыча т. |             |              | Кол-во реагир. скв., ед. | Прирост дебита, т/сут |
|---------------|-----------------|------------------------------|----------------|-------------|--------------|--------------------------|-----------------------|
|               |                 |                              | за счёт ↓обв   | за счёт ИДН | общая        |                          |                       |
| 4310          | 01.2016-06.2016 | 07.2016-06.2017              | 731            | -37         | 694          | 4                        | 0,48                  |
| 3696          | 11.2015-04.2016 | 05.2016-04.2017              | 2039           | 365         | 2404         | 8                        | 0,83                  |
| 4508          | 01.2016-05.2016 | 06.2016-08.2017              | 869            | 15          | 885          | 5                        | 0,39                  |
| 929           | 11.2015-04.2016 | 05.2016-11.2016              | -80            | -96         | -139         | 4                        | -0,16                 |
| 6060          | 02.2016-05.2016 | 06.2016-11.2016              | 284            | 136         | 421          | 8                        | 0,29                  |
| 4256          | 08.2016-07.2017 | 12.2017-10.2018              | 772            | 47          | 819          | 9                        | 0,27                  |
| 4527          | 06.2017-10.2017 | 11.2017-10.2018              | 667            | 33          | 700          | 3                        | 0,64                  |
| <b>Итого:</b> |                 |                              | <b>5 282</b>   | <b>463</b>  | <b>5 745</b> | <b>41</b>                |                       |

#### Опытно-промышленные работы в 2018 г.

Работы по ОПИ реагентов для ВПП в 2018 г. проходили в три этапа:

Первый этап включал определение поставщиков для испытания реагентов в лабораторных условиях. Всего на данном этапе участвовало девять компаний.

Второй этап включал лабораторные испытания химии поставщиков. Согласно результатам выполненных исследований, положительный эффект показала продукция пяти компаний, однако участие в промысловых работах приняли только две компании: – ТОО «Атриум Актобе» и ТОО «Global Munay Service».



Третий этап работ подразумевал непосредственно ОПИ химии поставщиков на участках месторождения, после чего по истечению трёх месяцев на основе результатов определялся подрядчик. Подбор участков исходил из наличия выдержанности продуктивного пласта по толщине и площади.

В период август-октябрь 2018 г. в рамках ОПИ ТОО «Атриум Актобе» было обработано пять нагнетательных скважин: №3696, 4273, 1373, 474 (все – объект 2) и №1761 (объект 1).

В качестве добавки к рабочему агенту служила гелевая композиция ПАА марки ГР-307, ацетат хрома и активная древесная/целлюлозная мука. Объём закачанного химического реагента составлял от 500 до 600 м<sup>3</sup>. Все пять скважин были исследованы на ОПП до и после обработки. Для определения технологической эффективности по всем элементам заводнения были рассчитаны прогнозные базовые уровни добычи. Учёт добычи вёлся по двум ближайшим рядам реагирования. Несколько реагирующих скважин были исключены из расчёта эффективности ввиду нарушения технологического режима в соседних нагнетательных скважинах. Так, на участке скважины №4273 осталось только две скважины, №1373 – четыре скважины.

По прошествии трёх месяцев был выполнен анализ эффективности (Таблица 3.2.82). Как видно из предоставленных данных, из пяти участков на четырёх был получен эффект. Наибольший объём дополнительной добычи был получен на участке скважины №474 и 3696 – 508 и 477 т, соответственно. Несмотря на отрицательное значение дополнительной добычи на участке скважины №4273, прирост от снижения обводнённости был получен и составил 45 т. Всего прирост от снижения обводнённости и увеличения отборов составил 1 415 т и -75 т, соответственно. Общий объём дополнительной добычи по пяти участкам составил 1 341 т.

Сравнение результатов ОПП до и после обработки показало перераспределение фильтрационных потоков и увеличение охвата. В трёх скважинах прирост составил 21-25%, в двух 3-9% (Таблица 8.6.3).

В тот же период ТОО «Global Munay Service» было обработано четыре нагнетательных скважины: №420, 422 (обе – объект 2), №6275 (объект 1) и №6031 (объект 3). В качестве добавки к рабочему агенту служил полимер DSGA, калия хлорид и ацетат хрома. Объём закачанного химического реагента составлял во всех случаях около 50 м<sup>3</sup>. Все четыре скважины были исследованы на ОПП до и после обработки. Для определения технологической эффективности по всем элементам заводнения были рассчитаны прогнозные базовые уровни добычи по характеристикам вытеснения. По итогам 3 месяцев ни на одном участке из 4 скважин, дополнительной добычи получено не было. Общий прирост составил -750 т, из них -918 т от снижения обводнённости, и 590 т от



увеличения отборов. По итогам ОПИ результаты по ВПП поставщика ТОО «GMS» признаны не эффективными.

Таблица 3.2.80– Результаты ОПИ ВПП в 2018 г.

| Компани              | № скв. | Гориз. | Дата оконч. закачки | Объем закачки, м³ | Дополнительная добыча, т |      |      |       |        |       |
|----------------------|--------|--------|---------------------|-------------------|--------------------------|------|------|-------|--------|-------|
|                      |        |        |                     |                   | окт                      | ноя  | дек  | сумм  | от Qж↑ | от %↓ |
| Атриум Актобе        | 3696   | Г      | 28.авг.18           | 600               | 6                        | 161  | 310  | 477   | -6     | 483   |
|                      | 4273   | Г      | 07.сен.18           | 600               | -11                      | -9   | -19  | -39   | -84    | 45    |
|                      | 1373   | Г      | 17.сен.18           | 500               | 18                       | 64   | 93   | 174   | -3     | 177   |
|                      | 474    | Г      | 03.окт.18           | 500               | -108                     | 131  | 485  | 508   | -56    | 564   |
|                      | 1761   | АБВ    | 10.окт.18           | 500               | -11                      | 26   | 205  | 221   | 75     | 146   |
|                      | 5      |        |                     |                   |                          |      |      | 1 341 | -75    | 1 415 |
| Global Munay Service | 6031   | Ю1Ю2   | 16.сен.18           | 47.9              | -81                      | -112 | -119 | -312  | 35     | -347  |
|                      | 420    | ГД     | 19.сен.18           | 46.5              | -52                      | -80  | -146 | -278  | 77     | -354  |
|                      | 422    | ГД     | 21.сен.18           | 46.2              | 70                       | -75  | -89  | -95   | 389    | -62   |
|                      | 6275   | БВ     | 24.сен.18           | 45.4              | -8                       | -27  | -30  | -66   | 89     | -155  |
|                      | 4      |        |                     |                   |                          |      |      | -750  | 590    | -918  |

Несмотря на отсутствие дополнительной добычи, сравнение результатов ОПП до и после закачки реагента показало перераспределение фильтрационных потоков и увеличение охвата вытеснением по толщине в трёх скважинах, в среднем, на 25% (Таблица 3.2.83).

Таблица 3.2.81– Сравнение результатов ОПП до и после обработок

| Компания             | № скв. | горизонт | Дата окончания закачки | ГИС-к до  |      |    | ГИС-к после |      |    | Увел. охвата, д.ед. |
|----------------------|--------|----------|------------------------|-----------|------|----|-------------|------|----|---------------------|
|                      |        |          |                        | Дата ГИС  | Кохв | Qв | Дата ГИС    | Кохв | Qв |                     |
| Атриум Актобе        | 3696   | Г        | 28.авг.18              | 31.май.18 | 0,47 | 31 | 07.окт.18   | 0,68 | 34 | 0,21                |
|                      | 4273   | Г        | 07.сен.18              | 27.сен.17 | 0,51 | 44 | 19.окт.18   | 0,76 | 50 | 0,25                |
|                      | 1373   | Г        | 17.сен.18              | 20.авг.18 | 0,31 | 30 | 21.окт.18   | 0,40 | 33 | 0,09                |
|                      | 474    | Г        | 03.окт.18              | 01.окт.17 | 0,61 | 24 | 29.окт.18   | 0,65 | 62 | 0,03                |
|                      | 1761   | АБВ      | 10.окт.18              | 29.май.18 | 0,43 | 53 | 07.ноя.18   | 0,65 | 59 | 0,22                |
| Global Munay Service | 6031   | Ю1Ю2     | 16.сен.18              | 04.авг.18 | 0,59 | 55 | 20.окт.18   | 0,84 | 56 | 0,25                |
|                      | 420    | ГД       | 19.сен.18              | 14.авг.18 | 0,69 | 85 | 22.окт.18   | 0,42 | 44 | -0,27               |
|                      | 422    | ГД       | 21.сен.18              | 13.авг.18 | 0,50 | 29 | 22.окт.18   | 0,74 | 61 | 0,24                |
|                      | 6275   | БВ       | 24.сен.18              | 16.июл.17 | 0,59 | 66 | 23.окт.18   | 0,84 | 58 | 0,25                |

### Промышленные работы в 2019 г.

На основании положительных результатов ОПР ТОО «Атриум Актобе» в 2018 г, в марте 2019 г. подрядчиком были начаты промышленные работы по ВПП в объёме 30 нагнетательных скважин. В качестве реагента применялась шитая полимерная система марки FP-307 в сочетании с ацетатом хрома и древесной муки. Скважины преимущественно отбирались с обводнённых районов с площадной и рядной системой размещения на участке Центр промысла ПТВ-2 и ПТВ-3. Ряд обработок выполнен на смежных участках.

Для оценки эффективности были построены прогнозные базовые уровни добычи на основе интегральных характеристик вытеснения по методикам 10 авторов. Дополнительная добыча определялась разницей между фактическими и базовыми уровнями добычи по ближайшим двум прилегающим рядам добывающих скважин.



Для оценки технологической эффективности выполнялись исследования на определение профиля приёмистости (ОПП) по 30 скважинам до и после обработки. Сравнение результатов ОПП показало изменение коэффициента охвата вытеснением у большинства скважин. В 20 скважинах наблюдается снижение параметра. Увеличение охвата фиксируется в семи случаях, в четырёх случаях он заметный – скважины №417, 551, 4263, 4362 на 12-25%. В трёх скважинах параметр остался без изменений. Соотношение изменения коэффициента охвата и удельного прироста дебита нефти приведено ниже (Рисунок 3.2.96). Как видно, заметной корреляции между приростом и изменением коэффициента охвата не наблюдается.

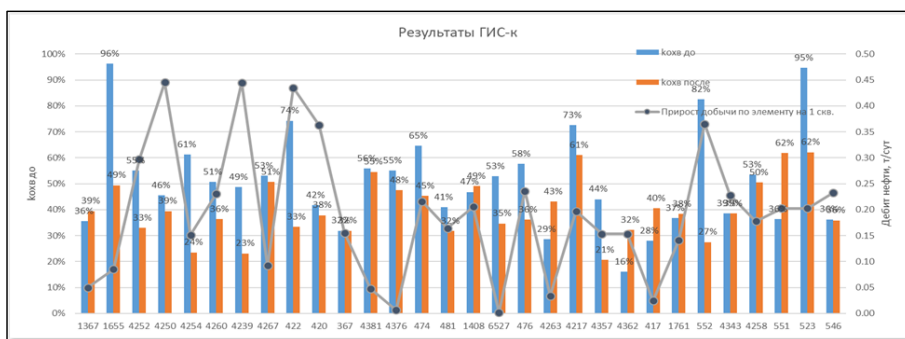


Рисунок 3.2.100 - Сопоставление результатов ОПП до и после обработки с приростом добычи

По состоянию на 1 января 2020 г. дополнительная добыча от ВПП составила 11 809 т. Из них 3 533 т (28% от общей добычи) нефти получено за счёт увеличения отборов и 8 455 т за счёт снижения обводнённости.

Среди 30 участков-элементов, по трём участкам наблюдается низкая эффективность – участки скважин №4263, 4376 и 6527. По последним двум это связано с ростом обводнённости, в случае участка скважины №4263 – со снижением отборов жидкости. Наибольшая эффективность достигнута по верхним рядам промыслов ПТВ-2 и ПТВ-3.

#### Выводы:

- Сравнение результатов ОПП показало перераспределение фильтрационных потоков по вертикали во всех скважинах, однако доля скважин с увеличенным охватом вытеснением невелика.
- Отсутствует корреляция между удельным приростом и изменением коэффициента охвата.
- Основная часть дополнительной добычи была получена за счёт снижения обводнённости.
- Наибольшая эффективность была получена по верхним рядам участков ПТВ-2 и ПТВ-3.



Таблица 3.2.82 – Сводная таблица результатов выполнения ВПП 2019г.

| №скв      | Дата окон. закачки | Гор  | Прирост добычи нефти по элементу, т |     |     |       |     |       |       |       |       | N реаг, ед. | Сумм. прирост по элем., т | Добыча от увел. отборов, т | Добыча от сниж. обводн., т | Прирост дебит нефти, т/сут | Сумм. отработ. время по элем., сут |
|-----------|--------------------|------|-------------------------------------|-----|-----|-------|-----|-------|-------|-------|-------|-------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|------------------------------------|
|           |                    |      | апр                                 | май | июн | июл   | авг | сен   | окт   | ноя   | дек   |             |                           |                            |                            |                            |                                    |
| 1367      | 21 мар             | Г    | 16                                  | 8   | -1  | 40    | 0   | 45    | 22    | 35    | -19   | 10          | 147                       | -13                        | 159                        | 0,05                       | 2 943                              |
| 1655      | 28 мар             | Г    | -18                                 | 10  | 25  | 68    | 27  | 27    | 31    | 34    | 105   | 12          | 309                       | 54                         | 254                        | 0,09                       | 3 619                              |
| 4252      | 4 апр              | Г    | 26                                  | 80  | 102 | 125   | 51  | 77    | 140   | 187   | 206   | 11          | 995                       | 50                         | 945                        | 0,30                       | 3 346                              |
| 4250      | 13 апр             | Г    |                                     | 58  | 45  | 90    | 71  | 81    | 102   | 137   | 148   | 6           | 732                       | -23                        | 755                        | 0,45                       | 1 643                              |
| 4254      | 13 апр             | Г    |                                     | 20  | 13  | 31    | 17  | 61    | 32    | 57    | 19    | 6           | 248                       | 313                        | -66                        | 0,15                       | 1 638                              |
| 4260      | 21 апр             | Г    |                                     | 54  | 69  | 60    | 23  | 179   | 61    | 169   | 77    | 11          | 691                       | 241                        | 450                        | 0,23                       | 2 991                              |
| 4239      | 21 апр             | Г    |                                     | 82  | 112 | 135   | 115 | 180   | 203   | 237   | 145   | 10          | 1 209                     | 485                        | 724                        | 0,44                       | 2 718                              |
| 4267      | 30 апр             | Г    |                                     | 62  | 53  | 119   | -6  | 24    | 60    | 12    | -62   | 12          | 262                       | -3                         | 265                        | 0,09                       | 2 848                              |
| 422       | 8 май              | ГД   |                                     |     | 120 | 110   | 132 | 140   | 94    | 266   | 290   | 11          | 1 153                     | 426                        | 727                        | 0,43                       | 2 651                              |
| 420       | 15 май             | ГД   |                                     |     | 2   | 90    | 210 | 113   | 114   | 147   | 122   | 9           | 796                       | 57                         | 739                        | 0,36                       | 2 195                              |
| 367       | 17 май             | Г    |                                     |     | 93  | 75    | 82  | 18    | 57    | 122   | 119   | 15          | 565                       | 540                        | 26                         | 0,16                       | 3 643                              |
| 4381      | 25 май             | Г    |                                     |     | -54 | -41   | -5  | 24    | 32    | 26    | 146   | 11          | 128                       | -68                        | 196                        | 0,05                       | 2 667                              |
| 4376      | 26 май             | Г    |                                     |     | -19 | -37   | -39 | -27   | 25    | 57    | 49    | 6           | 9                         | 164                        | -155                       | 0,01                       | 1 461                              |
| 474       | 24 май             | Г    |                                     |     | -79 | 76    | 42  | 148   | 199   | 219   | 239   | 16          | 845                       | 205                        | 639                        | 0,22                       | 3 907                              |
| 481       | 31 май             | ГД   |                                     |     | -59 | 59    | 59  | 79    | 94    | 137   | 119   | 14          | 488                       | 244                        | 245                        | 0,16                       | 2 977                              |
| 1408      | 1 июн              | А1БВ |                                     |     | -3  | 62    | 53  | 132   | 152   | 106   | 96    | 12          | 599                       | -20                        | 619                        | 0,21                       | 2 913                              |
| 6527      | 11 июн             | Г    |                                     |     |     | -49   | -32 | -18   | 23    | 28    | 50    | 5           | 2                         | 105                        | -103                       | 0,00                       | 1 065                              |
| 476       | 22 июн             | Г    |                                     |     |     | -81   | 21  | 26    | 39    | 108   | 139   | 5           | 252                       | 9                          | 243                        | 0,24                       | 1 067                              |
| 4263      | 24 июн             | Г    |                                     |     |     | 26    | 32  | 11    | -1    | -14   | -11   | 6           | 43                        | -102                       | 145                        | 0,03                       | 1 271                              |
| 4217      | 4 июл              | В    |                                     |     |     | 44    | 28  | 38    | 154   | 154   | 51    | 13          | 468                       | 433                        | 35                         | 0,20                       | 2 377                              |
| 4357-4362 | 30 авг<br>8 сен    | Г    |                                     |     |     |       |     | -7    | 199   | 153   | 75    | 18          | 419                       | 26                         | 393                        | 0,15                       | 2 730                              |
| 417       | 15 сен             | Г    |                                     |     |     |       |     |       | -5    | 5     | 41    | 14          | 41                        | 61                         | -20                        | 0,02                       | 1 700                              |
| 1761      | 17 сен             | А1БВ |                                     |     |     |       |     |       | 57    | 88    | 59    | 12          | 205                       | 27                         | 178                        | 0,14                       | 1 450                              |
| 552       | 24 сен             | Г    |                                     |     |     |       |     |       | 72    | 130   | 150   | 8           | 352                       | -1                         | 353                        | 0,37                       | 963                                |
| 4343      | 29 сен             | Г    |                                     |     |     |       |     |       | 96    | 103   | 17    | 8           | 216                       | 152                        | 64                         | 0,23                       | 950                                |
| 4258      | 4 окт              | Г    |                                     |     |     |       |     |       | 32    | 45    | 4     | 5           | 81                        | -11                        | 92                         | 0,18                       | 457                                |
| 551-523   | 8 окт<br>20 окт    | А1БВ |                                     |     |     |       |     |       |       | 193   | 129   | 18          | 322                       | -11                        | 332                        | 0,20                       | 1 590                              |
| 546       | 12 окт             | ГД   |                                     |     |     |       |     |       |       | 98    | 134   | 11          | 232                       | 11                         | 221                        | 0,23                       | 997                                |
| Итого:    |                    |      | 24                                  | 374 | 418 | 1 002 | 879 | 1 351 | 2 083 | 3 038 | 2 639 | 295         | 11 809                    | 3 353                      | 8 455                      | 0,24                       | 49 941                             |

Таблица 3.2.83 - Результаты ОПП до и после ВПП в 2019 г.

| № п/п | №скв | Интервалы перфорации, м | Нэф  | Результаты ГИС-к до ВПП |      |       |           | Результаты ГИС-к после ВПП |      |       |           |
|-------|------|-------------------------|------|-------------------------|------|-------|-----------|----------------------------|------|-------|-----------|
|       |      |                         |      | Дата выполнения         | h, м | Q     | Кохв по Н | Дата выполнения            | h, м | Q     | Кохв по Н |
| 1     | 1367 | 292-310                 | 18   | 13.дек.18               | 6,4  | 32    | 36%       | 23.апр.19                  | 7,1  | 29    | 39%       |
| 2     | 1655 | 292-308                 | 16   | 05.сен.18               | 15,4 | 50,7  | 96%       | 29.апр.19                  | 7,9  | 54,1  | 49%       |
| 3     | 4252 | 310-330                 | 20   | 20.авг.18               | 11   | 58    | 55%       | 22.май.19                  | 6,6  | 55,8  | 33%       |
| 4     | 4250 | 325-343                 | 18   | 17.мар.19               | 8,2  | 41,9  | 46%       | 20.май.19                  | 7,1  | 40    | 39%       |
| 5     | 4254 | 303-320                 | 17   | 16.мар.19               | 10,4 | 46    | 61%       | 23.май.19                  | 4    | 43,1  | 24%       |
| 6     | 4260 | 292,5-314               | 21,5 | 29.мар.19               | 10,9 | 36,1  | 51%       | 25.май.19                  | 7,8  | 33    | 36%       |
| 7     | 4239 | 321-337                 | 16   | 01.апр.19               | 7,8  | 29,4  | 49%       | 01.июн.19                  | 3,7  | 43    | 23%       |
| 8     | 4267 | 280-296                 | 16   | 18.мар.19               | 8,5  | 40,9  | 53%       | 07.июн.19                  | 8,1  | 45,1  | 51%       |
| 9     | 422  | 277-295                 | 21   | 22.окт.18               | 15,6 | 61    | 74%       | 19.июн.19                  | 7    | 60    | 33%       |
|       |      | 303-306                 |      |                         |      |       |           |                            |      |       |           |
| 10    | 420  | 275-295                 | 23   | 22.окт.18               | 9,6  | 43,8  | 42%       | 28.июн.19                  | 8,7  | 29,9  | 38%       |
|       |      | 305-308                 |      |                         |      |       |           |                            |      |       |           |
| 11    | 367  | 308-324                 | 16   | 08.май.19               | 5,1  | 35    | 32%       | 23.июн.19                  | 5,1  | 44    | 32%       |
| 12    | 4381 | 291,3-295,4             | 15,4 | 16.апр.19               | 8,6  | 52    | 56%       | 02.июл.19                  | 8,4  | 50    | 55%       |
|       |      | 296,3-307,6             |      |                         |      |       |           |                            |      |       |           |
| 13    | 4376 | 296-313                 | 20   | 11.ноя.18               | 11   | 81,4  | 55%       | 29.июн.19                  | 9,5  | 51,9  | 48%       |
|       |      | 317-320                 |      |                         |      |       |           |                            |      |       |           |
| 14    | 474  | 286-301                 | 15   | 29.окт.18               | 9,7  | 61,7  | 65%       | 26.июн.19                  | 6,8  | 30    | 45%       |
| 15    | 481  | 297-313                 | 22   | 04.июл.19               | 9    | 31,4  | 41%       | 19.май.19                  | 7    | 37    | 32%       |
|       |      | 324-330                 |      |                         |      |       |           |                            |      |       |           |
| 16    | 1408 | 250-257                 | 17,3 | 05.июл.19               | 8,1  | 50    | 47%       | 26.авг.19                  | 8,5  | 55    | 49%       |
|       |      | 261-270                 |      |                         |      |       |           |                            |      |       |           |
|       |      | 271,2-271,7             |      |                         |      |       |           |                            |      |       |           |
|       |      | 278,5-279,3             |      |                         |      |       |           |                            |      |       |           |
| 17    | 6527 | 280,3-292,2             | 17,6 | 28.июл.19               | 9,3  | 31    | 53%       | 31.май.19                  | 6,1  | 18    | 35%       |
|       |      | 292,8-293,7             |      |                         |      |       |           |                            |      |       |           |
|       |      | 294,5-295,5             |      |                         |      |       |           |                            |      |       |           |
|       |      | 296,8-300,6             |      |                         |      |       |           |                            |      |       |           |
| 18    | 476  | 282-303                 | 21   | 12.май.19               | 12,1 | 35,8  | 58%       | 29.июл.19                  | 7,6  | 41    | 36%       |
| 19    | 4263 | 283-305                 | 22   | 08.июн.19               | 6,3  | 40,4  | 29%       | 28.июл.19                  | 9,5  | 42,2  | 43%       |
| 20    | 4217 | 256-267,3               | 11,3 | 13.сен.19               | 8,2  | 33,5  | 73%       | 22.июн.19                  | 6,9  | 29    | 61%       |
| 21    | 4357 | 318-333                 | 15   | 19.авг                  | 6,60 | 29,70 | 44%       | 03.окт                     | 3,10 | 40,00 | 21%       |
| 22    | 4362 | 304-322                 | 18   | 22.авг                  | 2,90 | 29,80 | 16%       | 18.окт                     | 5,80 | 77,20 | 32%       |
| 23    | 417  | 292-296                 | 20   | 23.авг                  | 5,60 | 27,10 | 28%       | 22.окт                     | 8,10 | 31,10 | 40%       |
|       |      | 297-300                 |      |                         |      |       |           |                            |      |       |           |
|       |      | 302-315                 |      |                         |      |       |           |                            |      |       |           |

| №<br>п/п | №скв | Интервалы перфорации, м                 | Нэф  | Результаты ГИС-к до ВПП |       |       |           | Результаты ГИС-к после ВПП |       |       |           |
|----------|------|---|------|-------------------------|-------|-------|-----------|----------------------------|-------|-------|-----------|
|          |      |   |      | Дата выполнения         | h, м  | Q     | Кохв по Н | Дата выполнения            | h, м  | Q     | Кохв по Н |
| 24       | 1761 | 241,8-244,3<br>249,8-256,6<br>264,5-268 | 12,8 | 26.фев                  | 4,70  | 24,40 | 37%       | 28.окт                     | 4,90  | 29,00 | 38%       |
| 25       | 552  | 281-297                                 | 16   | 25.авг                  | 13,20 | 29,00 | 82%       | 09.ноя                     | 4,40  | 29,00 | 27%       |
| 26       | 4343 | 307-310                                 | 21   | 06.сен                  | 8,10  | 29,00 | 39%       | 11.ноя                     | 8,10  | 31,00 | 39%       |
|          |      | 312-330                                 |      |                         |       |       |           |                            |       |       |           |
| 27       | 4258 | 297-317                                 | 20   | 12.сен                  | 10,70 | 30,00 | 53%       | 10.ноя                     | 10,10 | 34,70 | 50%       |
| 28       | 546  | 286-294,5                               | 25,1 | 24.авг                  | 9,10  | 30,20 | 36%       | 12.ноя                     | 9,00  | 32,00 | 36%       |
|          |      | 298,5-312,5                             |      |                         |       |       |           |                            |       |       |           |
|          |      | 324,2-326,8                             |      |                         |       |       |           |                            |       |       |           |
| 29       | 551  | 240-242                                 | 11   | 21.сен                  | 4,00  | 38,00 | 36%       | 07.ноя                     | 6,80  | 42,90 | 62%       |
|          |      | 249-253                                 |      |                         |       |       |           |                            |       |       |           |
|          |      | 266-271                                 |      |                         |       |       |           |                            |       |       |           |
| 30       | 523  | 241-242,8                               | 13,2 | 02.окт                  | 12,50 | 35,00 | 95%       | 26.ноя                     | 8,20  | 41,10 | 62%       |
|          |      | 251,8-255,2                             |      |                         |       |       |           |                            |       |       |           |
|          |      | 264-272                                 |      |                         |       |       |           |                            |       |       |           |



**Промышленные работы в 2020 г.**

ОПР ТОО «Атриум Актобе» в 2019 г. показал положительный эффект, в связи с чем в январе 2020 г. подрядчиком были начаты промышленные работы по ВПП в объёме 30 нагнетательных скважин. Технология закачки не менялась, в качестве реагента применялась сшитая полимерная система марки FP-307 в сочетании с ацетатом хрома и древесной мукой. Скважины преимущественно отбирались с обводнённых районов с площадной и рядной системой расположения на центральном участке, промыслы ВВГ, ПТВ-2, ПТВ-3.

Для оценки эффективности были построены прогнозные базовые уровни добычи на основе интегральных характеристик вытеснения по методикам 10 авторов. Дополнительная добыча определялась разницей между фактическим и базовыми уровнями добычи по участку. Участок выбирался на основе ближайших двух прилегающих рядов добывающих скважин.

Для оценки технологической эффективности выполнялись исследования на определение профиля приёмистости (ОПП) до и после обработки. Сравнение результатов ОПП показало изменение коэффициента охвата вытеснением в 27 скважинах из 30, по двум скважинам исследования на ОПП после обработки не проводились. В 11 скважинах наблюдается снижение параметра. Увеличение охвата фиксируется в 16 скважинах, в 6 случаях он заметный – скважины №4062, 4368, 4366, 4261, 367, 4251 на 17-51%. В скважине №4309 параметр остался без изменений. Соотношение изменения коэффициента охвата и удельного прироста дебита нефти приведено ниже (Рисунок 3.2.97). Как видно, заметной корреляции между приростом и изменением коэффициента охвата не наблюдается.

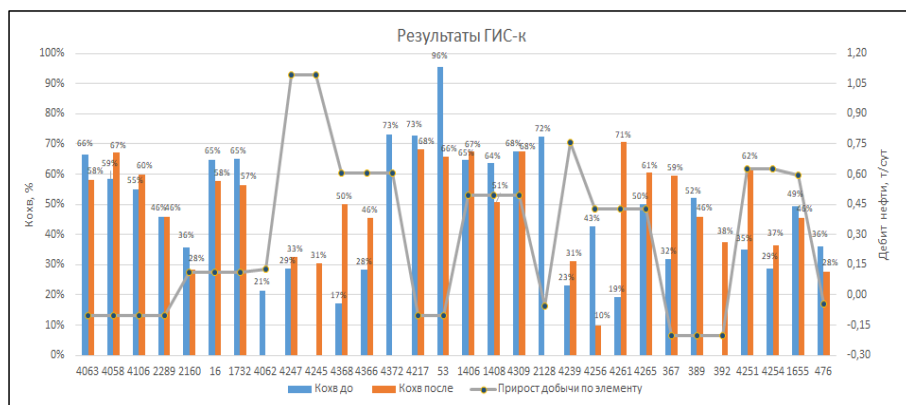


Рисунок 3.2.101- Сопоставление результатов ОПП до и после обработки с приростом добычи



По состоянию на 1 января 2021г. дополнительная добыча от ВПП составила 16672т. Из них 2942 т (18% от общей добычи) нефти получено за счёт ИДН и 13730 т(82%) за счёт снижения обводненности(что является главным индикатором успешности обработок ВПП).

Среди 14 участков-элементов, по 5 участкам наблюдается отрицательный эффект – участки скважин №4063-4058-4106-2289, 4217-53, 2128, 367-389-392, 476. По участкам №4063-4058-4106-2289, 367-389-392, 476 это связано с ростом обводненности, в случае с участками скважин №53-4217, 2128 – со снижением отборов жидкости и ростом обводненности. Наибольшая эффективность достигнута на участках скважин № 4247-4245, 4368-4366-4372, 1406-1408-4309, 4256-4261-4265, 4251-4254.

**Выводы:**

- По результатам ОПП можно утверждать, что перераспределение фильтрационных потоков по вертикали произошло во всех обработанных скважинах, увеличение коэффициента охвата произошло в 16 скважинах(что составляет больше половины от общего количества).

- Зависимость удельного прироста от изменения коэффициента охвата не выявлена.

- Основная часть(82%) дополнительно добытой нефти была получена за счёт снижения обводненности.

**Рекомендации:**

Для комплексного анализа эффективности работ по ВПП и дальнейшего усовершенствования технологии рекомендуется:

- Обязательное проведение исследований на определение профиля приёмистости нагнетательных скважин до и после закачки, до закачки – не ранее 3 месяцев, после закачки – не позднее 3 месяцев.

- Проведение ГДИС нагнетательных скважин(20% от общего количества) методом КПД до ВПП – не ранее 3 месяцев и после ВПП – не позднее 12 месяцев.

- Проведение исследований на определение профиля притока реагирующих добывающих скважин до и после ВПП(10% от общего количества нагнетательных скважин, скважины будут выбираться исходя из динамики показателей разработки).



Таблица 3.2.84 – Сводная таблица результатов выполнения ВПП 2020г.

| № скв  | Дата окон. закачки | Гор  | Прирост добычи нефти по элементу, т |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      | N реаг, ед. | Сумм. прирост по элем., т | Добыча от увел. отборов, т | Добыча от сниж. обводн., т | Прирост дебит нефти, т/сут | Сумм. отраб. время по элем., сут |
|--------|--------------------|------|-------------------------------------|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------------|
|        |                    |      | фев                                 | мар | апр  | май  | июн  | июл  | авг  | сен  | окт  | ноя  | дек  |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 4063-  | 13 янв             | A1   | 34                                  | 58  | -121 | -284 | -316 | -103 | 28   | 50   | -109 | -184 | -54  | 29          | -1001                     | 905                        | -1906                      | -0,100                     | 9990                             |
| 4058-  | 19 янв             | A1   |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 4106-  | 21 янв             | A1   |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 2289   | 28 янв             | A1БВ |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 2160-  | 28 янв             | БВ   | 61                                  | 125 | 138  | -76  | 20   | 46   | 309  | 63   | 120  | -23  | 37   | 23          | 819                       | 683                        | 136                        | 0,110                      | 7458                             |
| 16-    | 29 янв             | Б    |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 1732   | 07 фев             | A1Б  |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 4062   | 05 фев             | Г    |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 4247-  | 14 фев             | Г    |                                     | 147 | 264  | 262  | 331  | 453  | 302  | 312  | 386  | 485  | 367  | 10          | 3309                      | 3                          | 3306                       | 1,095                      | 3023                             |
| 4245   | 15 фев             | Г    |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 4368-  | 21 фев             | Г    |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 4366-  | 21 фев             | Г    |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 4372   | 28 фев             | Г    |                                     | 55  | 138  | 105  | 251  | 428  | 444  | 342  | 349  | 391  | 437  | 16          | 2941                      | 97                         | 2844                       | 0,604                      | 4871                             |
| 4217-  | 29 фев             | Б    |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 53     | 07 мар             | Б    |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 1406-  | 15 мар             | A1БВ |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 1408-  | 23 мар             | A1БВ |                                     |     | 7    | 122  | 206  | 469  | 342  | 249  | 306  | 325  | 237  | 18          | 2263                      | 329                        | 1934                       | 0,493                      | 4593                             |
| 4309   | 30 мар             | A1БВ |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 2128   | 14 мар             | Г    |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 4239   | 24 мар             | Г    |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 4256-  | 01 апр             | Г    |                                     |     | 55   | 178  | 424  | 914  | 664  | 380  | 424  | 538  | 400  | 34          | 3978                      | 346                        | 3632                       | 0,427                      | 9326                             |
| 4261-  | 07 мар             | Г    |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 4265   | 08 апр             | Г    |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 367-   | 28 апр             | Г    |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 389-   | 10 апр             | Г    |                                     |     |      | -324 | -331 | -78  | 16   | -203 | -250 | -6   | 28   | 23          | -1147                     | 299                        | -1447                      | -0,204                     | 5614                             |
| 392    | 18 апр             | Г    |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 4251-  | 26 апр             | Г    |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 4254   | 24 апр             | Г    |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| 1655   | 16 апр             | Г    |                                     |     |      | 113  | 190  | 290  | 177  | 189  | 268  | 212  | 227  | 12          | 1666                      | 263                        | 1403                       | 0,596                      | 2797                             |
| 476    | 30 апр             | Г    |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
| Итого: |                    |      |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
|        |                    |      |                                     |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |                           |                            |                            |                            |                                  |
|        |                    |      | 95                                  | 452 | 480  | 410  | 884  | 2955 | 2760 | 1953 | 2139 | 2355 | 2190 | 220         | 16672                     | 2942                       | 13730                      | 0,27                       | 62806                            |

Таблица 3.2.85 - Результаты ОПП до и после ВПП в 2020 г.

| № п/п | № скв | Интервалы перфорации, м | Нэф. | Результаты ГИС-к до ВПП |      |      |           | Результаты ГИС-к после ВПП |      |      |           |
|-------|-------|-------------------------|------|-------------------------|------|------|-----------|----------------------------|------|------|-----------|
|       |       |                         |      | Дата выполнения         | h, м | Q    | Кохф по Н | Дата выполнения            | h, м | Q    | Кохф по Н |
| 1     | 4063  | 282-293                 | 11   | 19.дек.19               | 7,3  | 55,1 | 66%       | 15.фев.20                  | 6,4  | 55,9 | 58%       |
| 2     | 4058  | 285-299                 | 14   | 18.дек.19               | 11,1 | 41   | 59%       | 16.фев.20                  | 12,1 | 39   | 67%       |
| 3     | 4106  | 292-304                 | 12   | 03.январ.20             | 6,6  | 28   | 55%       | 17.фев.20                  | 7,2  | 20   | 60%       |
| 4     | 2289  | 286-295,2               | 16,3 | 20.фев.19               | 7,5  | 35   | 46%       | 10.авг.20                  | 7,5  | 24   | 46%       |
|       |       | 297,1-300,1             |      |                         |      |      |           |                            |      |      |           |
|       |       | 303,4-305,2             |      |                         |      |      |           |                            |      |      |           |
|       |       | 313,4-315,7             |      |                         |      |      |           |                            |      |      |           |
| 5     | 2160  | 276-291                 | 19   | 08.январ.20             | 6,8  | 48,5 | 36%       | 11.авг.20                  | 5,4  | 44   | 28%       |
|       |       | 293-297                 |      |                         |      |      |           |                            |      |      |           |
| 6     | 16    | 265-278                 | 13   | 17.дек.19               | 8,4  | 51   | 65%       | 05.мар.20                  | 7,5  | 51   | 58%       |
| 7     | 1732  | 265,5-268,5             | 12   | 23.январ.20             | 7,5  | 30,3 | 65%       | 09.мар.20                  | 6,5  | 29   | 57%       |
|       |       | 273-282                 |      |                         |      |      |           |                            |      |      |           |
| 8     | 4062  | 323-339                 | 16   | 23.дек.19               | 3,4  | 44   | 21%       | 06.авг.20                  | 9,7  | 44   | 61%       |
| 9     | 4247  | 327-343                 | 16   | 06.январ.20             | 4,6  | 35   | 29%       | 21.мар.20                  | 5,2  | 35   | 33%       |
| 10    | 4245  | 323-327                 | 19   | 29.дек.19               | 6,3  | 39   | 28%       | 20.мар.20                  | 7,5  | 41,1 | 31%       |
|       |       | 328-343                 |      |                         |      |      |           |                            |      |      |           |
| 11    | 4368  | 305-323                 | 18   | 21.дек.19               | 3,1  | 41,3 | 17%       | 04.май.20                  | 9    | 45,8 | 50%       |
| 12    | 4366  | 300-318                 | 18   | 09.январ.20             | 5,1  | 40,3 | 28%       | 03.май.20                  | 8,2  | 44   | 46%       |
| 13    | 4372  | 309-322                 | 13   | 01.июл.17               | 9,5  | 58,9 | 73%       | -                          | -    | -    | -         |
| 14    | 4217  | 256-267,3               | 11,3 | 13.сен.19               | 8,2  | 33,5 | 73%       | 02.май.20                  | 7,7  | 39   | 68%       |
| 15    | 53    | 258,3-265               | 6,7  | 24.ноя.15               | 6,4  | 39,3 | 96%       | 01.май.20                  | 7,6  | 21,8 | 66%       |
| 16    | 1406  | 254-260                 | 21,8 | 08.мар.20               | 14,1 | 49   | 65%       | 21.сен.20                  | 14,7 | 57   | 67%       |
|       |       | 260,4-262,2             |      |                         |      |      |           |                            |      |      |           |
|       |       | 266-273                 |      |                         |      |      |           |                            |      |      |           |
|       |       | 278-282                 |      |                         |      |      |           |                            |      |      |           |
|       |       | 283-286                 |      |                         |      |      |           |                            |      |      |           |
| 17    | 1408  | 250-257                 | 17,3 | 10.мар.20               | 11   | 51,1 | 64%       | 07.май.20                  | 8,8  | 38,9 | 51%       |
|       |       | 261-270                 |      |                         |      |      |           |                            |      |      |           |
|       |       | 271,2-271,7             |      |                         |      |      |           |                            |      |      |           |
|       |       | 278,5-279,3             |      |                         |      |      |           |                            |      |      |           |
| 18    | 4309  | 249-256                 | 13,5 | 19.мар.20               | 10,7 | 41   | 68%       | 08.май.20                  | 9,8  | 40,8 | 68%       |
|       |       | 265,8-269,8             |      |                         |      |      |           |                            |      |      |           |
|       |       | 275,5-278               |      |                         |      |      |           |                            |      |      |           |
| 19    | 2128  | 315-328                 | 13   | 26.фев.20               | 9,4  | 59,5 | 72%       | -                          | -    | -    | -         |
| 20    | 4239  | 321-337                 | 16   | 01.июн.19               | 3,7  | 43   | 23%       | 29.апр.20                  | 5    | 44   | 31%       |

|       |       |                      |     |                         |      |      |           |                            |      |      |           |
|-------|-------|----------------------|-----|-------------------------|------|------|-----------|----------------------------|------|------|-----------|
| 21    | 4256  | 296-314              | 18  | 03.мар.20               | 7,7  | 30   | 43%       | 30.июл.20                  | 1,8  | 30   | 10%       |
| 22    | 4261  | 290-307              | 17  | 27.фев.20               | 3,3  | 32,5 | 19%       | 05.май.20                  | 12   | 31,9 | 71%       |
| 23    | 4265  | 283-302              | 19  | 28.мар.20               | 9,5  | 51,1 | 50%       | 05.июн.20                  | 9,9  | 50,3 | 61%       |
| 24    | 367   | 308-324              | 16  | 23.июн.19               | 5,1  | 44   | 32%       | 09.авг.20                  | 9,5  | 49,3 | 59%       |
| 25    | 389   | 283-306              | 23  | 29.мар.20               | 13   | 31   | 52%       | 05.авг.20                  | 10,1 | 47,4 | 46%       |
| № п/п | № скв | Интервалы перфорации | Нэф | Результаты ГИС-к до ВПП |      |      |           | Результаты ГИС-к после ВПП |      |      |           |
|       |       |                      |     | Дата выполнения         | h, м | Q    | Кохв по Н | Дата выполнения            | h, м | Q    | Кохв по Н |
| 26    | 392   | 295-315              | 20  | -                       | -    | -    | -         | 27.июн.20                  | 7,5  | 52   | 38%       |
| 27    | 4251  | 318-332              | 14  | 14.апр.20               | 4,9  | 55,3 | 35%       | 03.авг.20                  | 8,7  | 55   | 62%       |
| 28    | 4254  | 303-320              | 17  | 09.апр.20               | 6,6  | 43   | 29%       | 04.авг.20                  | 6,2  | 42   | 37%       |
| 29    | 1655  | 292-308              | 16  | 29.апр.19               | 7,9  | 54,1 | 49%       | 31.июл.20                  | 7,3  | 55   | 46%       |
| 30    | 476   | 282-303              | 21  | 29.июл.19               | 7,6  | 41   | 36%       | 28.июн.20                  | 5,8  | 39,8 | 28%       |

### 3.2.12 Статус выполнения утвержденных ОПИ в Анализе разработки 2019 года

В рамках Анализа разработки 2019 года было утверждено и рекомендовано к внедрению 9 видов ОПИ технологий на участках закачки пара и воды м. Каражанбас. Статус реализации данных ОПИ на дату анализа представлен в таблице 12.1.1.

Таблица 3.2.86– Статус выполнения ОПИ технологий

| № | Вид ОПИ   | Участок                      | Объект | Утвержденный участок ОПИ   | Дата начала ОПИ | Фактический уч-к ОПИ  | Примечание  |
|---|---|------------------------------|--------|--|-----------------|---|---|
| 1 | ОПИ технологии ЧЗПВ на участке закачки воды   | Запад                        | 3 об.  | 12 ячеек 6029, 6054, 6031, 6059, 6033, 6058, 6035, 6060, 6037, 6062, 6039, 6064.   | июнь 2019г      | Выполняется в 4-х ячейках: в скв. 6039, 6041 закачивается пар, в скв. 6064, 6066- вода. |   |
| 2 | ОПИ технологии ЧЗПВ на участке закачки пара   | Север (центр. часть)         | 1 об.  | 5 ячеек (5839, 5848, 5858, 5373, 5374) с последующим распространением еще на 3 ячейки (5375, 5870, 3924)                   | октябрь 2019г   | Выполняется на 8 ячейках 5374, 5375, 5870, 3924 -вода, 5373, 5839, 5848, 5858-пар       |   |
| 3 | ОПИ технологии ЧЗПВ на участке закачки пара   | Север (западная часть)       | 1 об.  | 9 нагн.(3802, 5765, 5447, 5747, 3921, 3858, 3795, 5762 - перевод под закачку, 5783 - проектная скважина) и 49 доб. скважин | февраль 2020г   | Выполняется в 3 ячейках 3795,3921- вода 3858-пар.                                       |   |
| 4 | ОПИ технологии закачки воды в зонах с низкой приемистостью пара                                     | Север (восточная часть)      | 1 об.  | 3 нагн. (5905, 5910, 5361) и 11 доб. скважин (5904, 5061, 5065, 5903, 5907, 5908, 5057, 5059, 5901, 5900, 4791).           | июнь 2019г      | Выполняется в нагнетательных скважинах 5905, 5910 и 5361 перевели по ПИД                |   |
| 5 | ОПИ технологии закачки пара в зоне, где по проекту предусмотрена закачка горячей воды               | Зона сочленения Восток-Центр | 1 об.  | ячейка скв. 4383 с последующим распространением на другие ячейки участка   | июнь 2019г      | Выполняется на 3-х ячейках: скв. 4383, 5635, 1659                                       |   |
| 6 | ОПИ технологии ОРЗ пара в пласты Д2, Ю1, Ю2   | Восток                       | 3 об.  | 2 ячейки скв. 2852 и 4896  | декабрь 2019г   | На 2-х ячейках 2852 и 4896  |   |
| 7 | ОПИ технологии уплотнения сетки скважин от 200 м до 100 м (7-ми точ. схема) на участке закачки воды | Центр (ПТВ-2)                | 2 об.  | В АР-2019г. бурение 29 уплотняющих скважин и перевод под нагнетание 6 скважин  | ноябрь 2019г    | На 01.02.2020г пробурено 3 скважины 8109, 8125, 8095                                    | В рамках ковра бурения 2020 г. планирует-ся еще 11 скв.                                 |
| 8 | ОПИ технологии уплотнения сетки скважин от 150 м до 106 м (9-ти точ. схема) на участке закачки пара | Восток                       | 1 об.  | В АР-2019г. бурение 19 уплотняющих скважин   | январь 2020г    | На 01.03.2020г пробурено 3 скв. 9205,9307,9206  | 13 уплот. скв. с последующим увеличением  |
|   |   | Восток                       | 2 об.  | В АР-2019г. бурение 8 уплотняющих скважин  |                 | Не началось   | В ковре бурения 2020г запланировано бурение 4-х уплот. скважин (8710, 8711, 8610, 8612) |
| 9 | ОПИ технологии полимерного заводнения   | ПТВ-2                        | 2 об.  | участок из 4-х нагн. скважин: 420, 422, 446, 5380.   | Не началось     | По инициативе АО "КБМ" продолжен поиск альтернативных поставщиков.                      |   |



### 3.2.13 Опытно-промышленные испытания технологии чередования закачки пара и воды на 1 объекте Западного участка

#### Текущее состояние разработки участка ОПИ

Утвержденный для ОПИ участок в западной части 1 объекта включал 53 добывающих и 12 нагнетательных скважин (рисунок 12.1.1). С апреля 2016 года осуществлялась чередующаяся закачка пара и воды, данную область обслуживали два парогенератора МПГУ-8 и МПГУ-4, производительностью 11т/час пара.

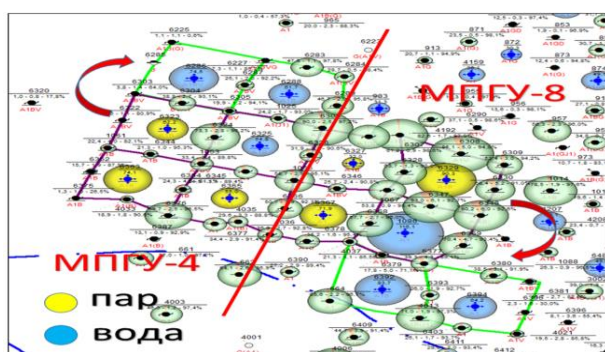


Рисунок 3.2.102– Расположение участка и схема применения технологии чередующейся закачки пара и воды

На 01.10.2010г участок ОПИ в западной части 1 объекта включает 40 добывающих и 8 нагнетательных скважин (рисунок 12.1.2). В ходе перемещения МПГУ-4, участок ЧЗ на 1 объекте сократили до 8 нагнетательных скважин.

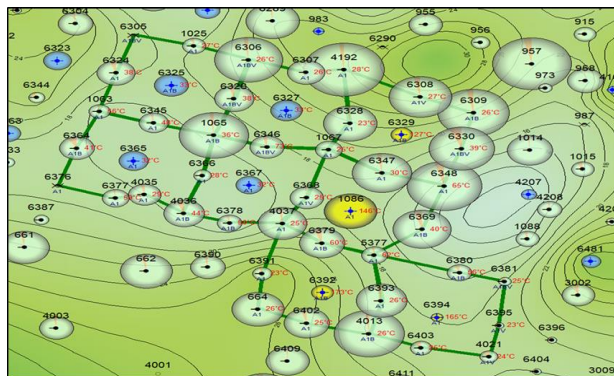


Рисунок 3.2.103– Расположение участка чередующейся закачки пара и воды

В таблице 12.1.2 представлены ячейки, обслуживаемые МПГУ-8, периоды ввода ячеек под нагнетание и количество отработанных дней под паром и водой (синий цвет – вода, коричневый – пар). Как видно из таблицы 12.1.2 текущий период закачки пар-вода составляет 4 месяца пар, 4 месяца вода.



Таблица 3.2.87- Количество и продолжительность циклов закачки пара и воды

| Дата       | МПУ-4 |      |      |      | МПУ-8 |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|------------|-------|------|------|------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|            | 6367  |      | 6327 |      | 1086  |      | 6325 |      | 6329 |      | 6365 |      | 6392 |      | 6394 |      |
|            | Пар   | Вода | Пар  | Вода | Пар   | Вода | Пар  | Вода | Пар  | Вода | Пар  | Вода | Пар  | Вода | Пар  | Вода |
| 01.04.2016 |       | 30   |      | 30   | 6     | 14   |      | 30   | 6    | 14   |      | 30   |      | 30   |      | 30   |
| 01.05.2016 |       | 31   |      | 31   | 31    |      |      | 31   | 31   |      |      | 31   |      | 31   |      | 31   |
| 01.06.2016 |       | 30   |      | 30   | 30    |      |      | 30   | 30   |      |      | 30   |      | 30   |      | 30   |
| 01.07.2016 |       | 10   |      | 19   | 31    |      |      | 31   | 31   |      |      | 31   |      | 31   |      | 31   |
| 01.08.2016 | 29    |      | 29   |      | 2     | 23   |      | 31   | 2    | 23   |      | 31   |      | 31   |      | 31   |
| 01.09.2016 | 30    |      | 30   |      |       | 30   |      | 30   |      | 30   |      | 30   |      | 30   |      | 30   |
| 01.10.2016 | 21    |      | 28   |      |       | 31   | 2    | 20   |      | 31   | 2    | 21   |      | 31   |      | 31   |
| 01.11.2016 | 4     | 26   | 4    | 25   | 26    | 4    | 30   |      | 26   | 2    | 30   |      |      | 30   |      | 30   |
| 01.12.2016 |       | 31   |      | 31   | 31    |      | 31   |      | 31   |      | 31   |      |      | 31   |      | 31   |
| 01.01.2017 |       | 31   |      | 31   | 31    |      | 31   |      | 31   |      | 31   |      |      | 31   |      | 31   |
| 01.02.2017 | 6     | 22   | 6    | 20   | 20    | 6    | 28   |      | 22   | 6    | 28   |      |      | 28   |      | 28   |
| 01.03.2017 | 31    |      | 31   |      |       | 31   | 31   |      |      | 31   | 31   |      |      | 31   |      | 31   |
| 01.04.2017 | 30    |      | 30   |      |       | 30   | 17   |      |      | 30   | 21   |      |      | 30   |      | 26   |
| 01.05.2017 | 23    | 7    | 23   | 7    | 7     |      |      | 31   | 5    |      |      | 31   |      | 31   |      | 27   |
| 01.06.2017 |       | 30   |      | 30   | 28    |      |      | 30   | 28   |      |      | 30   |      | 30   |      | 30   |
| 01.07.2017 |       | 31   |      | 31   | 31    |      | 8    | 23   | 31   |      | 8    | 23   |      | 31   |      | 31   |
| 01.08.2017 | 8     | 23   | 8    | 23   | 23    | 5    | 24   | 5    | 23   | 5    | 24   | 5    |      | 31   |      | 31   |
| 01.09.2017 | 30    |      | 24   |      |       | 30   |      | 30   |      | 30   |      | 30   |      | 30   |      | 30   |
| 01.10.2017 | 28    |      | 27   |      |       | 30   |      | 30   | 28   |      |      | 30   |      | 30   |      | 28   |
| 01.11.2017 |       | 29   | 30   |      | 30    |      | 25   | 4    | 28   |      | 27   | 3    |      | 30   |      | 30   |
| 01.12.2017 |       | 31   | 31   |      | 31    |      |      | 31   |      |      | 31   |      |      | 31   |      | 31   |
| 01.01.2018 |       | 31   | 30   |      | 31    |      | 1    | 29   |      | 30   | 27   |      |      | 31   |      | 31   |
| 01.02.2018 |       | 28   | 28   |      |       | 27   | 28   |      | 28   |      | 28   |      |      | 28   |      | 28   |
| 01.03.2018 |       | 30   | 27   |      | 30    |      | 29   |      | 29   |      | 30   |      |      | 31   |      | 31   |
| 01.04.2018 | 30    |      |      | 28   | 29    |      | 27   |      | 30   |      | 30   |      |      | 30   |      | 30   |
| 01.05.2018 | 14    | 17   | 9    | 21   | 31    |      | 0    | 30   |      | 31   | 30   | 0    | 21   | 8    | 15   | 11   |
| 01.06.2018 |       | 30   |      | 30   | 30    |      | 28   |      |      | 30   |      | 29   | 30   |      | 30   |      |
| 01.07.2018 |       | 31   |      | 31   | 19    |      | 27   |      |      | 31   |      | 31   | 19   |      | 19   |      |
| 01.08.2018 | 15    | 15   | 15   | 15   |       | 30   | 22   | 9    | 15   | 15   | 9    | 22   |      | 30   |      | 29   |
| 01.09.2018 | 30    |      | 28   |      |       | 30   |      | 30   | 30   |      | 30   |      |      | 28   |      | 30   |
| 01.10.2018 | 28    | 0    | 26   | 0    | 0     | 30   |      | 31   | 30   | 0    | 14   |      | 0    | 30   | 0    | 30   |
| 01.11.2018 |       | 30   |      | 30   | 28    |      |      | 30   |      | 30   | 22   |      | 28   |      | 28   |      |
| 01.12.2018 |       | 31   |      | 31   | 31    |      | 11   | 17   |      | 31   | 14   |      | 29   |      | 31   |      |
| 01.01.2019 |       | 31   |      | 31   | 31    |      |      | 31   |      | 31   |      | 31   | 31   |      | 31   |      |
| 01.02.2019 | 27    |      | 27   |      |       | 27   | 27   |      | 27   |      | 28   |      |      | 27   |      | 25   |
| 01.03.2019 | 31    |      | 31   |      |       | 24   | 17   | 14   | 24   |      | 14   | 17   | 7    | 23   |      | 31   |
| 01.04.2019 | 30    |      | 30   |      |       | 8    |      | 30   | 28   |      | 30   |      |      | 30   |      | 30   |
| 01.05.2019 |       | 0    |      | 0    | 30    |      |      | 31   |      | 0    | 28   |      | 30   |      | 30   |      |
| 01.06.2019 |       | 30   |      | 30   | 30    |      |      | 30   | 30   |      | 0    | 15   | 30   |      | 30   |      |
| 01.07.2019 | 31    |      | 31   |      |       | 31   | 26   |      |      | 31   | 31   |      |      | 26   |      | 25   |
| 01.08.2019 | 27    |      | 31   |      |       | 30   | 30   |      |      | 31   | 30   |      |      | 30   |      | 31   |
| 01.09.2019 |       | 30   |      | 30   | 28    |      |      | 30   | 30   |      |      | 30   | 30   |      | 30   |      |
| 01.10.2019 |       | 31   |      | 31   | 31    |      |      | 31   | 31   |      |      | 31   | 31   |      | 31   |      |
| 01.11.2019 |       | 30   |      | 29   | 30    |      |      | 30   | 28   |      |      | 30   | 30   |      | 27   |      |
| 01.12.2019 |       | 31   |      | 31   | 29    |      |      | 31   | 31   |      |      | 31   | 31   |      | 31   |      |
| 01.01.2020 | 31    |      | 31   |      |       | 14   | 31   |      |      | 14   | 31   |      |      | 14   |      | 14   |
| 01.02.2020 | 29    |      | 28   |      |       | 29   | 24   |      |      | 29   | 25   |      |      | 29   |      | 29   |
| 01.03.2020 | 31    |      | 31   |      |       | 31   | 31   |      |      | 31   | 31   |      |      | 31   |      | 31   |
| 01.04.2020 | 30    |      | 30   |      |       | 30   | 30   |      |      | 30   | 30   |      |      | 30   |      | 30   |
| 01.05.2020 |       | 31   |      | 31   | 29    |      |      | 30   | 29   |      |      | 30   | 29   |      | 28   |      |
| 01.06.2020 |       | 30   |      | 30   | 30    |      |      | 30   | 30   |      |      | 30   | 30   |      | 30   |      |
| 01.07.2020 |       | 31   |      | 31   | 0     |      |      | 31   | 0    |      |      | 31   | 0    |      | 0    |      |
| 01.08.2020 |       | 31   |      | 31   | 26    |      |      | 31   | 26   |      |      | 31   | 26   |      | 24   |      |
| 01.09.2020 |       | 28   |      | 30   | 19    |      |      | 30   | 22   |      |      | 29   | 21   |      | 22   |      |
| 01.10.2020 | 20    | 11   | 20   | 11   |       | 27   | 20   | 11   |      | 27   | 20   | 11   |      | 27   |      | 27   |
| 01.11.2020 | 29    |      | 29   |      |       | 30   | 29   |      |      | 30   | 29   |      |      | 30   |      | 30   |
| 01.12.2020 | 28    |      | 31   |      |       | 31   | 31   |      |      | 31   | 31   |      |      | 31   |      | 31   |

С 01.06.2020г. участок ОПИ обслуживает МПУ-8, в четырех скважинах ведется порозакачка (6329, 1086, 6392, 6394), в четырех скважинах ведется закачка воды (6325, 6365, 6367, 6327), каждые 4 месяца производят смену агента закачки.





В рамках мониторинга была изучена динамика технологических показателей по состоянию 01.01.2021г.

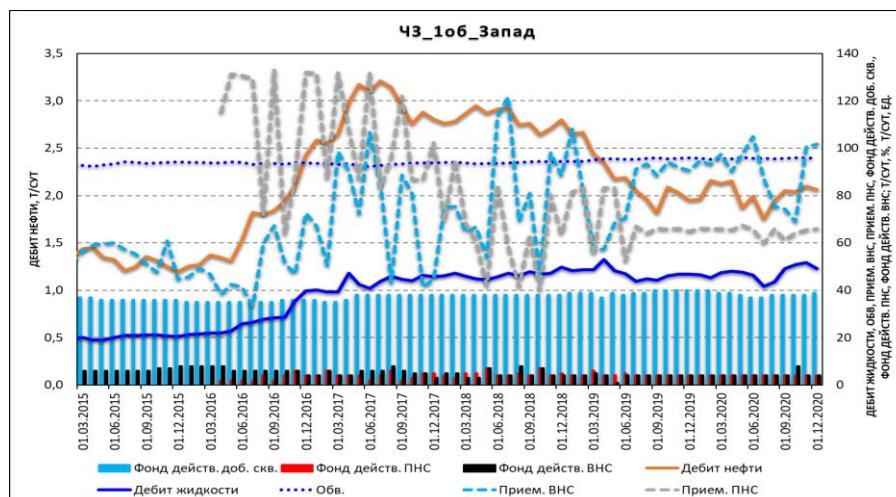


Рисунок 3.2.104– Динамика технологических показателей участка ЧЗ

Как видно из графика с апреля 2016г., наблюдается заметный рост дебита нефти и жидкости относительно показателей до испытания. Так, среднесуточный прирост нефти по ячейке за первый цикл закачки пара относительно базового показателя (постоянной закачки воды) изменяется интервале 0,4 – 1,3 т/сут. В течение циклов закачки пара отмечается повышение температуры на устье добывающих скважин в соответствующих ячейках, кроме того, реакция температуры в сторону повышения заметна также в соседних, примыкающих ячейках, за счет граничных скважин. Динамический уровень столба жидкости в скважинах на начальном этапе цикла закачки пара заметно повышается, однако далее фиксируется его постоянное снижение практически по всем ячейкам. В начальных циклах закачки пара по ячейкам прослеживается тенденция снижения доли воды в продукции (до 4%), что позволило оптимизировать добычу.

Снижение доли воды в продукции (до 4%) в первый цикл на участке ЧЗ, позволило оптимизировать добычу жидкости. В циклах закачки воды уровень закачиваемого агента по ячейкам практически в 2 раза превышает соответствующий показатель до начала применения технологии (108- 120 м3/сут).

Объективными причинами ухудшения эффекта ЧЗ западного блока I объекта месторождения Каражанбас являются:



- Расширение участка ЧЗ на четыре ячейки, что привело к перераспределению закачки пара и уменьшению объемов закачки пара на каждую скважину, т. к. производительность парогенератора составляет всего 11 т/час.
- Перемещение в июне 2019 г. МПГУ-4 на участок ЧЗ III объекта, что привело к сокращению объемов закачки пара.
- Приостановление закачки пара в ячейки 6363, 6323, 6286, 6288, вследствие нехватки объемов пара.

В настоящее время пластовое давление на участках паротеплового воздействия на 60% (нач43атм на западе) ниже начального. С энергетической точки зрения увеличение интенсивности паротеплового воздействия (высокие объемы закачки и забойные давления нагнетательных скважин при низком пластовом давлении) обеспечивает снижение тепловых потерь, как в стволе нагнетательных скважин, так и в кровлю и подошву продуктивных пластов. Одновременно следует отметить, что высокая интенсивность закачки пара при наличии прорывов теплоносителя напротив характеризуется низким тепловым КПД и охватом тепловым воздействием, а низкие значения пластового давления ограничивают темпы отбора нефти. Учитывая текущее энергетическое состояние участка ЧЗ, рекомендацией по поддержанию пластового давления на участках закачки пара является повышение уровня внутриконтурной компенсации отборов закачкой с осуществлением контроля пластового давления и температуры в реагирующих скважинах. Увеличить компенсацию до 60%, наряду с этим, рекомендуется подбор и применение термостойких составов для выравнивания профиля притока и приемистости, для избежания прорывов и для повышения коэффициента охвата пласта воздействием. Также рекомендуется проведение ГИС-к (определение профиля притока) в скважинах 6346, 6379, 6347.

Была выполнена оценка технологической эффективности ЧЗ пара и воды на опытном участке, на основе характеристики вытеснения ВНФ. Которая показала хорошую технологическую эффективность ЧЗ относительно базового варианта, доп. добыча за четыре года применения составила 106 тыс.т,



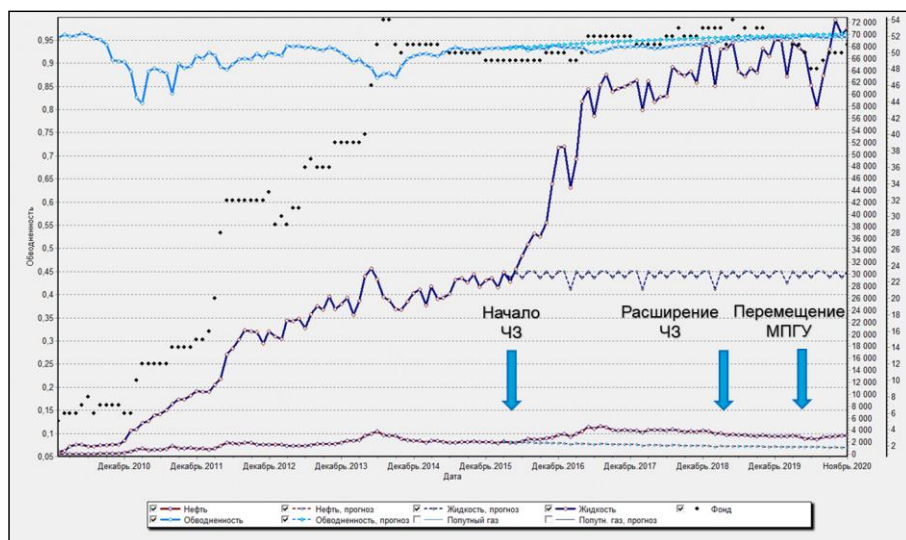


Рисунок 3.2.105– Динамика фактических и прогнозных уровней

Сравнительная оценка экономической эффективности разработки участка (Таблица 12.1.4) при чередующейся закачке (пар- вода) с базовым вариантом обычного заводнения определила преимущество варианта с ЧЗ по основным показателям экономической эффективности. Так выручка от реализации продукции, операционная прибыль, при ЧЗ превышает в 5,4 раз аналогичные показатели от применения обычного заводнения.

Таблица 3.2.88-Сравнительная таблица по вариантам

| № п/п | Наименование показателей   | ЕИ         | Варианты                      |                         |
|-------|--|------------|-------------------------------|-------------------------|
|       |  |            | Закачка воды - 1 объект Запад | ЧЗ - 1 объект Запад     |
| 1     | Рентабельный период  | годы       | 01.04.2016 - 01.12.2020       | 01.04.2016 - 01.12.2020 |
| 2     | Добыча нефти   | тыс. тонн  | 63,5                          | 170                     |
| 3     | Рентабельный КИН   | д.е.       | 0,000                         | 0,000                   |
| 4     | Выручка от реализации продукции  | млн. тенге | 3 345                         | 9 551                   |
| 5     | Эксплуатационные затраты   | млн. тенге | 2 410                         | 4 464                   |
| 6     | Операционная прибыль (выручка – эксплуатационные затраты)                              | млн. тенге | 935                           | 5 088                   |
| 7     | Капитальные вложения   | млн. тенге | 0                             | 0                       |
| 8     | Потоки денежной наличности (выручка – эксплуатационные затраты – капитальные вложения) | млн. тенге | 935                           | 5 088                   |
| 9     | Дисконтированные денежные потоки при ставке дисконта 11,5%                             | млн. тенге | 935                           | 5 088                   |



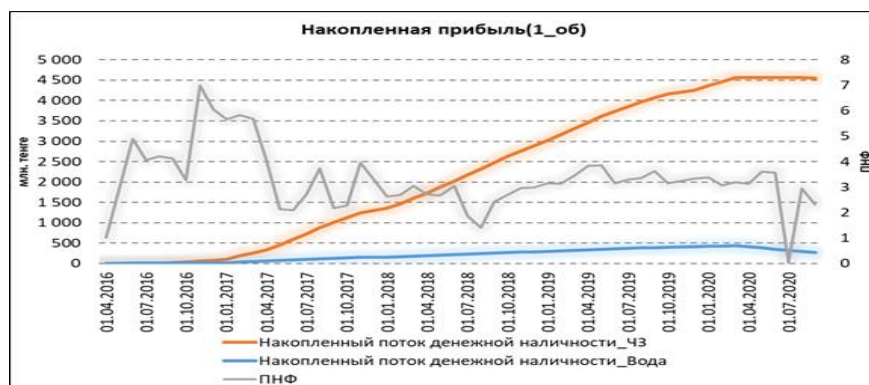


Рисунок 3.2.106– Динамика накопленной прибыли

Технология ЧЗ на 01.12.2020 показывает высокий технологический эффект относительно постоянной закачки воды, но экономическая эффективность за 2020 г. равна 0 в связи с низкой ценой на нефть.

**Выводы:**

Объективными причинами ухудшения эффекта ЧЗ западного блока I объекта месторождения Каражанбас являются:

- Расширение участка ЧЗ на четыре ячеи, что привело к перераспределению закачки пара и уменьшению объемов закачки пара на каждую скважину, т. к. производительность парогенератора составляет всего 11 т/час.
- Перемещение в июне 2019 г. МПГУ-4 на участок ЧЗ III объекта, что привело к сокращению объемов закачки пара.
- Приостановление закачки пара в ячейки 6363, 6323, 6286, 6288, вследствие нехватки объемов пара.

**Рекомендуется:**

- ✓ Проведение ГИС-к (определение профиля притока): 6346, 6379, 6347
- ✓ Увеличить компенсацию до 60%, наряду с этим, рекомендуется подбор и применение термостойких составов для выравнивания профиля притока и приемистости, для избежания прорывов и для повышения коэффициента охвата пласта воздействием.
- ✓ Учитывая технологическую эффективность технологии ЧЗПВ на данном участке рекомендуется расширить участок применения технологии на I объекте Западного участка, в соответствии с планами недропользователя.

**3.2.14 Опытно-промышленные испытания технологии чередования закачки пара и воды на 3 объекте Западного участка**

Утвержденный для ОПИ участок в западной части 3 объекта включал 53 добывающих и 12 нагнетательных скважин (рисунок 12.1.6).



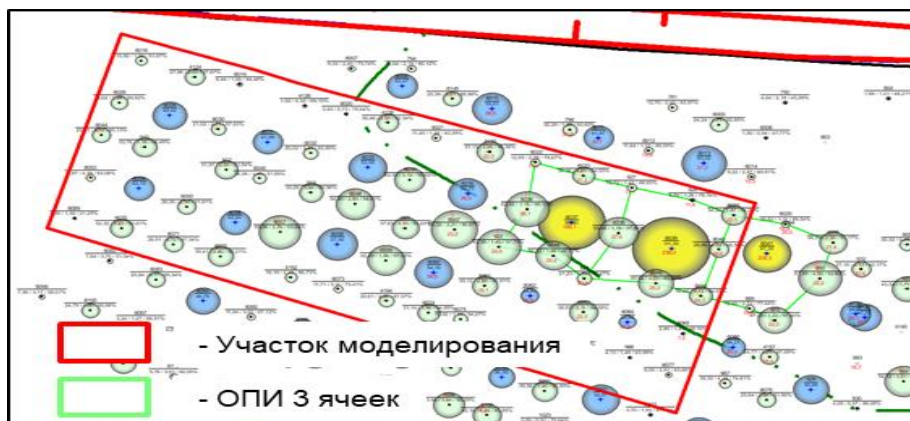


Рисунок 3.2.107– Участок моделирования на карте текущих отборов, 3 объект Западный участок

При проектировании ОПИ ЧЗПВ на III объекте западного участка в рамках АР 2019 оценочные работы выполнялись на основе созданной термической композиционной гидродинамической модели участка. Расчет проводился по 13 прогнозным вариантам секторной гидродинамической модели. Наиболее высокую технико-экономическую эффективность из вариантов ЧЗ показал вариант 6 - шахматная система закачки пара и воды, период закачки каждого агента 3-3, объем закачки пара – 22 т/час на 3 нагн. скважины, объем закачки воды 100% от объема пара на 3 нагн. скважины (таблица 12.1.14).

Таблица 3.2.89– Прогнозные варианты секторной гидродинамической модели

| Варианты | Система закачки  | Периоды закачки | Объем закачки пара | Парогенераторы | Кол-во наг. скв. | Объем закачки воды | КИН, %      |
|----------|------------------|-----------------|--------------------|----------------|------------------|--------------------|-------------|
| 1        | <b>Базовый</b>   |                 |                    |                |                  |                    | 18,6        |
| 2        | Шахматная        | 3/3             | 11 т/час           | 3              | 2                | 100%               | 23,3        |
| 3        | Шахматная        | 3/3             | 11 т/час           | 3              | 2                | 60%                | 23          |
| 4        | Шахматная        | 3/3             | 11 т/час           | 2              | 3                | 100%               | 21,5        |
| 5        | Шахматная        | 3/3             | 11 т/час           | 2              | 3                | 60%                | 21,1        |
| <b>6</b> | <b>Шахматная</b> | <b>3/3</b>      | <b>22 т/час</b>    | <b>2</b>       | <b>3</b>         | <b>100%</b>        | <b>26,2</b> |
| 7        | Шахматная        | 3/3             | 22 т/час           | 2              | 3                | 60%                | 25,5        |
| 8        | Рядная           | 3/3             | 11 т/час           | 3              | 2                | 100%               | 23,3        |
| 9        | Рядная           | 3/3             | 11 т/час           | 3              | 2                | 60%                | 22,9        |
| 10       | Г образная       | 3/3             | 11 т/час           | 2              | 3                | 100%               | 21,5        |
| 11       | Г образная       | 3/3             | 11 т/час           | 2              | 3                | 60%                | 21          |
| 12       | Г образная       | 3/3             | 22 т/час           | 2              | 3                | 100%               | 26,1        |
| 13       | Г образная       | 3/3             | 22 т/час           | 2              | 3                | 60%                | 25,6        |

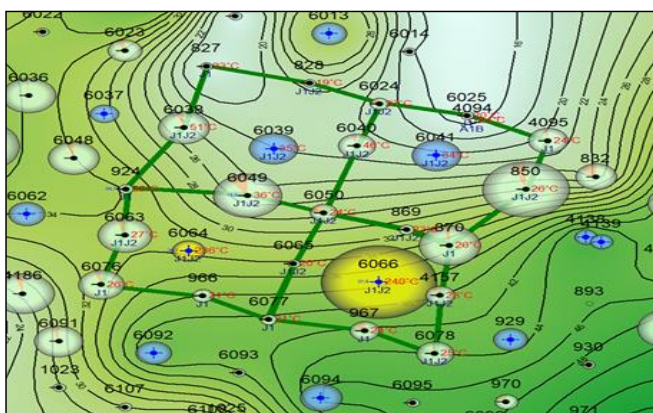
#### Текущее состояние разработки участка ОПИ

ОПИ технологии ЧЗПВ западного участка 3 объекта началось в июне 2019 г. на 6-ти ячейках – в скважины 6037, 6039, 6041- закачка пара, в скважины 6062, 6064, 6066-закачка воды. (рис.12.1.7). Данный участок обслуживает парогенератор МПГУ-4, производительностью 11 т/час по пару.



В связи с ограничением по объемам пара было принято решение скорректировать участок работ до 4-х ячеек, исключив ячейки скв. 6037 и 6062. С сентября 2019 г. в ячейке 6037 приостановили закачку пара, тем самым увеличив закачку в две соседние ячейки, т.к. реакции по температурам и динамическим уровням по всем реагирующим добывающим скважинам трех ячеек не наблюдалось. Таким образом, с октября 2019 г. в ОПИ участвуют 4 ячейки:

- 4 нагн. (по схеме: в 2 - закачка пара, в 2- закачка воды)
- 21 доб. (реagir.) скв.





В рамках мониторинга была выполнена оценка технологической эффективности ЧЗ пара и воды на опытном участке, на основе характеристики вытеснения ВНФ (рис. 12.1.8).

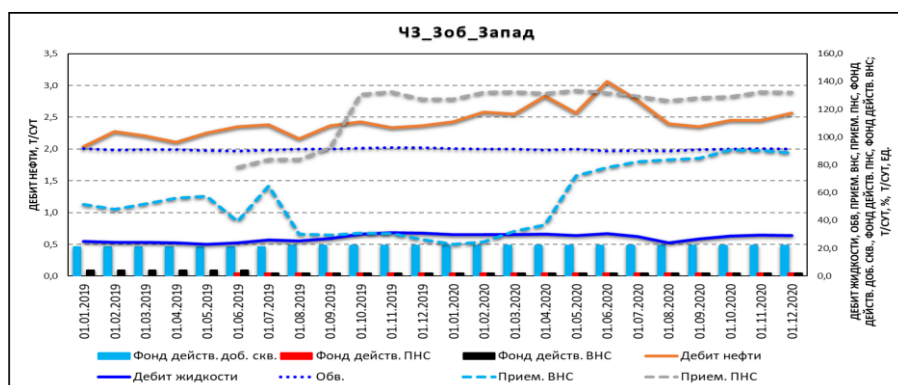


Рисунок 3.2.109– Динамика технологических показателей участка ЧЗ

Как видно из графиков, на участке ЧЗ наблюдается рост дебита жидкости и некоторый рост дебита нефти вследствие оптимизации режимов работы скважин. Компенсация при закачке пара по ячейке 6039 - 50-55%, по ячейке 6041 - 25-30%, при этом первый цикл закачки пар-вода длился на протяжении 9-ти месяцев. За период реализации ОПИ наблюдается некоторый рост температуры на устье окружающих доб. скважин, глубинные замеры температуры не производились.

Была выполнена оценка технологической эффективности ЧЗ пара и воды на опытном участке, на основе характеристики вытеснения ВНФ. Которая показала технологическую эффективность ЧЗ относительно базового варианта, доп. добыча за 1,5 года применения составила более 5,7 тыс.т,

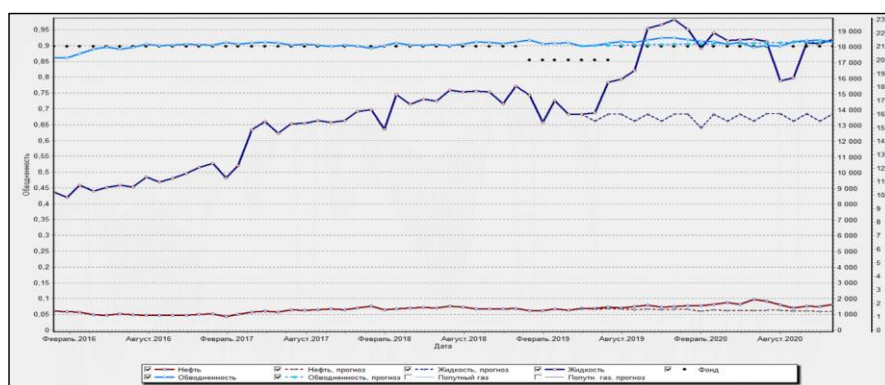


Рисунок 3.2.110– Динамика фактических и прогнозных уровней



Сравнительная оценка экономической эффективности разработки участка (Таблица 12.1.6) при чередующейся закачке (пар- вода) с базовым вариантом обычного заводнения не показала значительного преимущества варианта с ЧЗ.

Таблица 3.2.91– Сравнительная таблица по вариантам

| № п/п | Наименование показателей   | ЕИ         | Варианты                      |                         |
|-------|--|------------|-------------------------------|-------------------------|
|       |  |            | Закачка воды - 3 объект_Запад | ЧЗ - 3 объект_Запад     |
| 1     | Рентабельный период  | годы       | 01.06.2019 - 01.12.2020       | 01.06.2019 - 01.12.2020 |
| 2     | Добыча нефти   | тыс. тонн  | 20                            | 25,7                    |
| 3     | Рентабельный КИН   | д.е.       | 0,000                         | 0,000                   |
| 4     | Выручка от реализации продукции  | млн. тенге | 1 253                         | 1 532                   |
| 5     | Эксплуатационные затраты   | млн. тенге | 546                           | 803                     |
| 6     | Операционная прибыль (выручка – эксплуатационные затраты)                              | млн. тенге | 707                           | 729                     |
| 7     | Капитальные вложения   | млн. тенге | 0                             | 0                       |
| 8     | Потоки денежной наличности (выручка – эксплуатационные затраты – капитальные вложения) | млн. тенге | 707                           | 729                     |
| 9     | Дисконтированные денежные потоки при ставке дисконта 11,5%                             | млн. тенге | 707                           | 729                     |

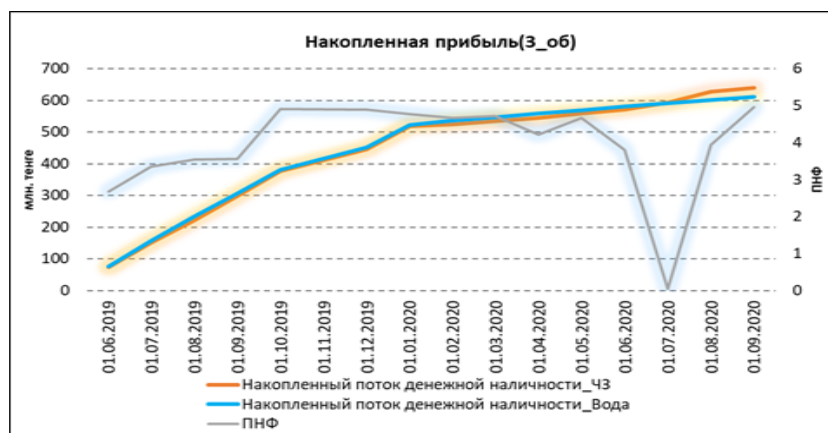


Рисунок 3.2.111– Динамика накопленной прибыли

Технология ЧЗ на 01.10.2020 показывает технологический эффект относительно постоянной закачки воды, но экономическая эффективность отсутствует в связи с низкой ценой на нефть.

#### Причина низкой эффективности ЧЗ на 3 объекте, запад.

Начальное пластовое давление участка составляло 50 атм, текущее давление (на 01.01.2020 г.), приведенное к ВНК., находится на уровне 30,2 атм., при давлении насыщения





- 13,7 атм. В центральной части участка наблюдается зона снижения пластового давления (рис. 12.1.11), замеры давления в нагнетательных скважинах не выполнялись.

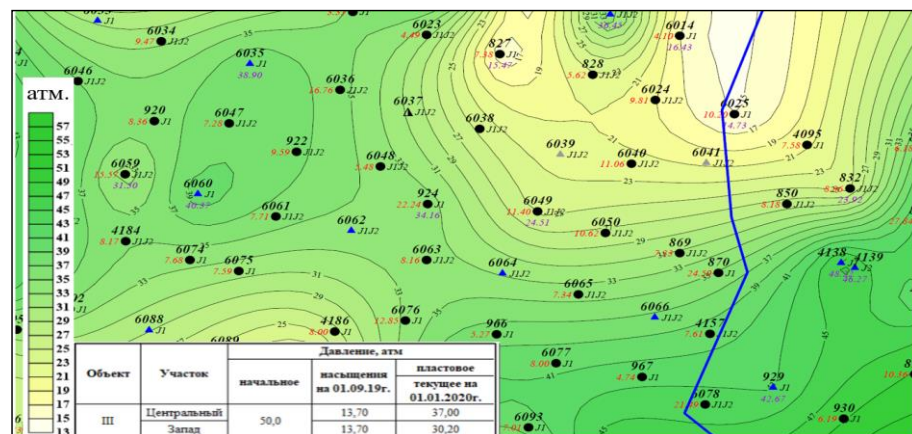


Рисунок 3.2.112– Карта изобар участка ЧЗПВ, 3 объект Западный участок

Как видно по результатам анализа, технологический эффект от применения технологии ЧЗПВ на данном участке значительно ниже, чем на участке 1 объекта за соответствующий временной период, что объясняется следующим: Технология ЧЗПВ обусловлена способностью нефтяного пласта накапливать и передавать тепловую энергию, а эффективность связана с характером изменения его температурного поля. Характер изменения поля во многом определяется характеристикой теплоносителя. Основными параметрами, характеризующими насыщенный пар как теплоноситель, являются: расход, давление и сухость, что в совокупности составляет теплосодержание пара. Более низкий технологический эффект ЧЗПВ в данном случае объясняется низким теплосодержанием пара, а также работой лишь верхних перфорированных интервалов во всех 3-х нагнетательных скважинах (6037, 6039, 6041) по результатам ГИС-к ОПП (2019 г.).

Так при анализе ОПИ диафрагменных расходомеров ZQ50-350/17-LM2C-II в реальных условиях эксплуатации на м. Каражанбас, установленных на скважинах 1659, 4383, 5635, обслуживаемых мобильным парогенератором аналогичной производительности по пару (11 т/час), и сопоставимыми длинами паропровода, было выявлено большое содержание – 70-80% – жидкой фазы в паре, что в совокупности с длинами паропровода, рельефа местности и температуры окружающей среды приводит к большим потерям – до 50% – от начального давления создаваемого парогенераторным парком.





Рисунок 3.2.113– Данные давления пара на МПГУ, устье и инт. перфорации ПНС 6037, 6039, 6041

Как упоминалось ранее, основными параметрами, характеризующими насыщенный пар как теплоноситель, являются расход, давление и сухость. Определение этих параметров на забое скважины и прогнозирование их изменения в процессе фильтрации по пласту необходимо для оценки эффективности паротеплового воздействия. Однако, прежде чем передать агент в пласт, его необходимо доставить на забой скважины от парогенератора. В процессе движения по паропроводу и стволу скважины изменяется теплосодержание пара, в частности давление пара.

На рисунке 12.1.12 можно увидеть, где происходит существенная потеря давления. Так, на выходе из парогенератора давление составляет 44 атм, длина паропровода до устья скважины 6041 – 360 м. Давление на устье скважины составляет 22 атм, а давление на верхних интервалах перфорации 20 атм, глубина до ВДП составляет 400 м. как следует из графика наиболее существенные потери происходят на наземном участке. В свою очередь большие потери давления на наземном паропроводе приводят к тому, что на интервалах перфорации не создается необходимого давления для проникновения пара в пласт. Данные факторы приводят к низкой эффективности парозакачки.

#### Выводы:

- С начала ЧЗПВ по ячейкам наблюдается рост добычи жидкости и нефти вследствие оптимизации режимов работы скважин.
- Технологический эффект за 1,5 года применения технологии составил 5,7 тыс. т.
- За период реализации ОПИ наблюдается некоторый рост температуры на устье окружающих доб. скважин, глубинные замеры температуры не производились.



- По ГИС-к ОПП пар нагнетается лишь в верхний интервал перфорации (причем в скв. 6041 с низкой сухостью), на уровне нижних интервалов происходит конденсация пара.
- По результатам гидравлических расчетов, основные потери сухости пара происходят в паропроводах от парогенератора до устья скважин. 50% давления пара, создаваемого парогенератором (44 атм) теряется в наземном паропроводе.

**Рекомендуется:**

- ✓ Проведение ГИС-к (определение профиля притока): 6038, 6040 и определение профиля приемистости (в период нагнетания воды и пара) 6064, 6066.
- ✓ Выявить причину высоких потерь давления в наземных паропроводах и устранить.
- ✓ Учитывая технологическую эффективность технологии ЧЗПВ на данном участке рекомендуется расширение применения технологии на III объекте Западного участка.

**3.2.15 Опытно-промышленные испытания технологии ЧЗПВ на участке закачки пара в центральной части Северного блока**

В Анализе разработки 2019 года утвержден участок для ОПИ ЧЗПВ из 5-ти ячеек (скв. 5839, 5848, 5858, 5373, 5374) в центральной части северного блока с возможностью последующего распространения еще на 3 ячейки. В октябре 2019 г. начаты ОПИ ЧЗПВ на 8-ми ячейках:

- ✓ в 4 скв. (5839, 5848, 5858, 5373) закачивается пар
- ✓ в 4 скв. (5374, 5375, 5870, 3924) – вода.

В ОПИ участвуют 50 скважин (рис. 5.3.1), из них:

- ✓ 8 нагнетательных
- ✓ 42 добывающих (реагирующих).

Фактически закачиваемый объем пара при ЧЗПВ составляет 18 т/ч одним СПГУ на 4 нагнетательные скважины (по проекту предусматривалось 2 парогенератора по 11 т/ч).

Продолжительность цикла закачки по проекту – 3 месяца пар – 3 месяца вода.



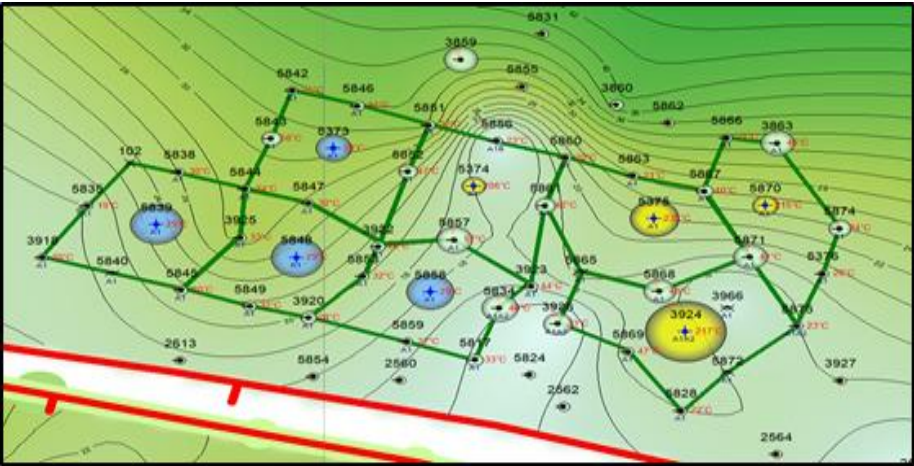


Рисунок 3.2.114 – Схема применения технологии чередующейся закачки пара и воды на участке

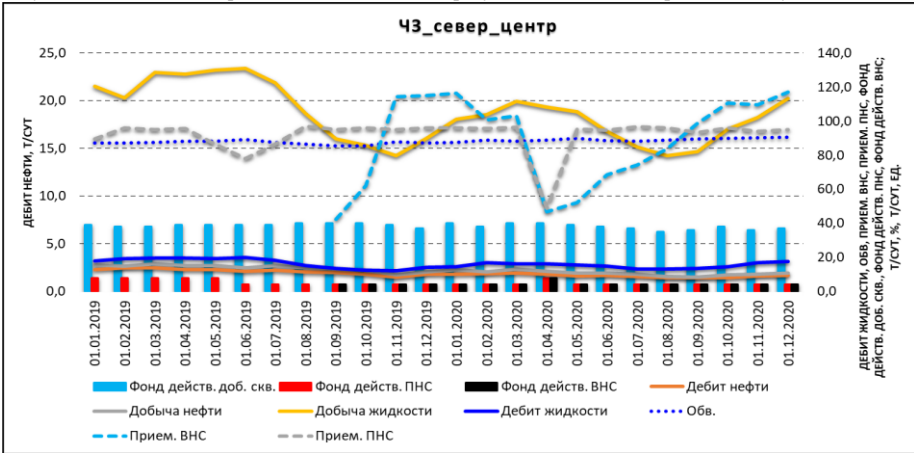


Рисунок 3.2.115– Динамика технологических показателей по участку

| Дата       | 3924 |      | 5373 |      | 5374 |      | 5375 |      | 5839 |      | 5848 |      | 5858 |      | 5870 |      |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|            | Пар  | Вода | Пар  | Вода | Пар  | Вода | Пар  | Вода | Пар  | Вода | Пар  | Вода | Пар  | Вода | Пар  | Вода |
| 01.09.2019 |      | 0    | 28   |      |      | 0    |      | 0    | 28   |      | 28   |      | 24   |      |      | 0    |
| 01.10.2019 |      | 31   | 29   |      |      | 31   |      | 31   | 29   |      | 29   |      | 29   |      |      | 31   |
| 01.11.2019 |      | 30   | 30   |      |      | 30   |      | 30   | 26   |      | 30   |      | 30   |      |      | 30   |
| 01.12.2019 |      | 31   | 31   |      |      | 31   |      | 31   | 31   |      | 31   |      | 31   |      |      | 31   |
| 01.01.2020 |      | 31   | 31   |      |      | 31   |      | 31   | 28   |      | 28   |      | 31   |      |      | 31   |
| 01.02.2020 |      | 29   | 29   |      |      | 29   |      | 29   | 29   |      | 29   |      | 29   |      |      | 29   |
| 01.03.2020 |      | 31   | 29   |      |      | 31   |      | 31   | 25   |      | 29   |      | 29   |      |      | 31   |
| 01.04.2020 | 2    | 26   | 25   | 1    | 2    | 28   | 2    | 28   | 20   | 1    | 20   | 1    | 25   | 1    | 2    | 28   |
| 01.05.2020 | 31   |      |      | 28   | 31   |      | 31   |      | 31   |      | 31   |      | 31   | 31   |      | 31   |
| 01.06.2020 | 29   |      |      | 30   | 29   |      | 29   |      | 30   |      | 30   |      | 30   | 28   |      |      |
| 01.07.2020 | 10   |      |      | 31   | 10   |      | 10   |      | 31   |      | 31   |      | 31   | 10   |      |      |
| 01.08.2020 | 29   |      |      | 31   | 29   |      | 29   |      | 31   |      | 31   |      | 31   | 27   |      |      |
| 01.09.2020 | 30   |      |      | 30   | 27   |      | 30   |      | 30   |      | 30   |      | 30   | 30   |      |      |
| 01.10.2020 | 25   |      |      | 31   | 30   |      | 30   |      | 31   |      | 31   |      | 31   | 30   |      |      |
| 01.11.2020 | 29   |      |      | 30   | 27   |      | 29   |      | 30   |      | 30   |      | 30   | 29   |      |      |
| 01.12.2020 | 29   |      |      | 31   | 29   |      | 29   |      | 31   |      | 31   |      | 31   | 29   |      |      |

Рисунок 3.2.116 – Количество и продолжительность циклов закачки пара и воды





участке не показала технологическую эффективность относительно базового варианта (закачка пара).

- В связи с нехваткой пара на месторождении и учитывая результаты оценочных работ при переводе скважин под закачку воды на восточной части Северного участка (раздел 12.1.5) рекомендуется центральную часть Северного участка перевести под закачку воды.

### **3.2.16 Опытно-промышленные испытания технологии чередования закачки пара и воды на участке закачки пара в западной части Северного блока**

В Анализе разработки на 01.01.2019 г. для технологии ЧЗПВ был выбран участок из 4-х ячеек, по результатам выполненных работ из рассмотренных 5 вариантов рекомендован вариант 3 - шахматная система закачки пара и воды, период закачки 3х3 мес, объем закачки пара и воды 11 т/час на 2 нагнетательные скважины, объем закачки воды- 100% от объема пара. В последующем дополнительном Анализе разработки (2019 г.) было утверждено расширение участка путем приобщения еще 5-ти ячеек, что обусловлено снижением эффективности выработки запасов нефти в данном районе из-за продолжительного отсутствия системы воздействия по причине нехватки пара на месторождении и имеющейся возможностью оперативной реализации ОПИ технологии ЧЗ на предлагаемом доп. участке в связи с наличием здесь готовой системы водоводов.

По участку приобщения утвержден вариант ЧЗ пара и воды под номером 4.3 (шахматная система закачки пара и воды, период закачки 3х3 мес, объем закачки пара- 11 т/час на 2 нагнетательные скважины, объем закачки воды 50% от пара на 2 нагнетательные скважины). Для реализации ЧЗПВ на данном участке также предусматривалось бурение одной нагнетательной скважины- 5783 и 3-х добывающих (5776, 5782, 5770D), а также перевод одной из добывающих скважин под нагнетание.

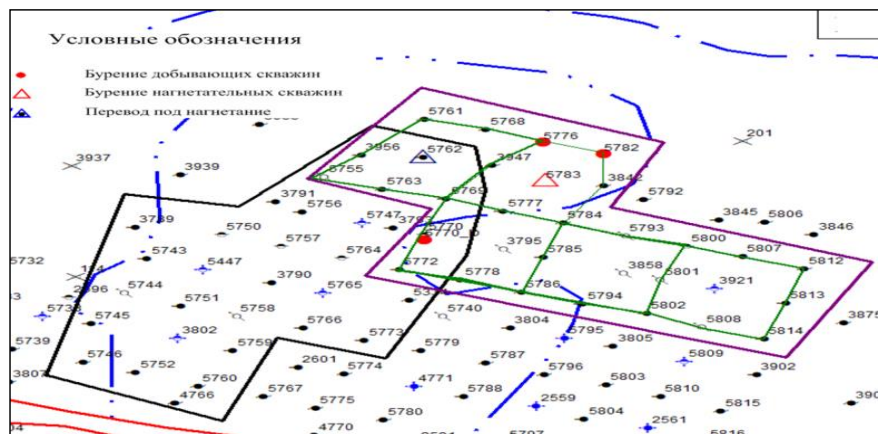


Рисунок 3.2.118 – Фрагмент карты Северного блока (западная часть) с выделенным первоначальным и дополнительным участками для ОПИ технологии ЧЗ





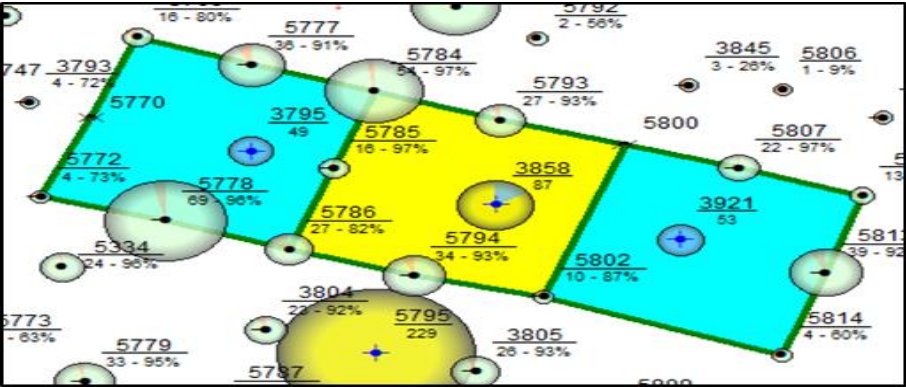


Рисунок 3.2.119– Схема ЧЗПВ на дату 01.01.2021 г.

| Дата       | 3858 |      | 3795 |      | 3921 |      |
|------------|------|------|------|------|------|------|
|            | Пар  | Вода | Пар  | Вода | Пар  | Вода |
| 01.02.2020 | 13   | 10   |      | 29   |      | 29   |
| 01.03.2020 | 31   |      |      | 28   |      | 31   |
| 01.04.2020 | 27   |      |      | 30   |      | 27   |
| 01.05.2020 | 17   |      |      | 31   |      | 31   |
| 01.06.2020 | 17   |      |      | 30   |      | 30   |
| 01.07.2020 |      |      |      | 31   |      | 31   |
| 01.08.2020 | 21   |      |      | 31   |      | 31   |
| 01.09.2020 | 30   |      |      | 28   |      | 30   |
| 01.10.2020 | 30   |      |      | 31   |      | 31   |
| 01.11.2020 | 26   |      |      | 30   |      | 30   |
| 01.12.2020 | 26   |      |      | 31   |      | 31   |

Рисунок 3.2.120– Количество и продолжительность циклов закачки пара и воды

С февраля 2020 г. скважину 3858 перевели под закачку пара. (рис. 12.1.18 – 12.1.19). На 01.10.2020 г участок ОПИ технологии ЧЗПВ состоит из трех ячеек (3795, 3921- закачка воды, 3858- закачка пара) и 16 реагирующих добывающих скважин.

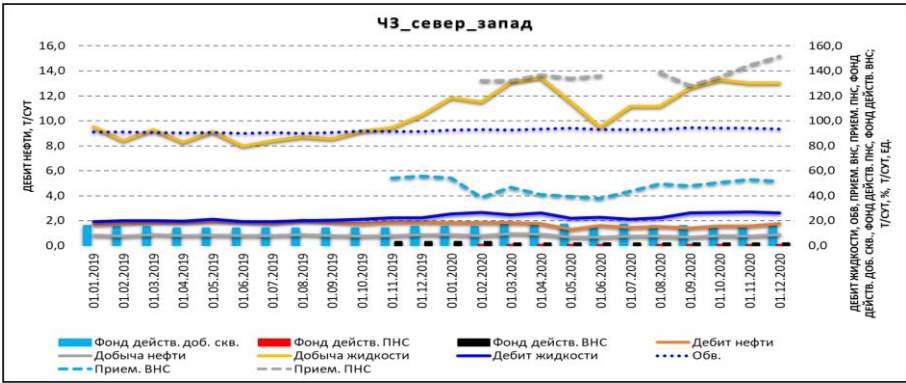


Рисунок 3.2.121– Динамика технологических показателей по участку



Была выполнена оценка технологической эффективности ЧЗ пара и воды на опытном участке, на основе характеристики вытеснения ВНФ. Которая не показала технологическую эффективность ЧЗ относительно базового варианта. Из-за недостаточности данных по качеству закачиваемого пара и объема о технологической эффективности ЧЗПВ на данном участке говорить преждевременно.

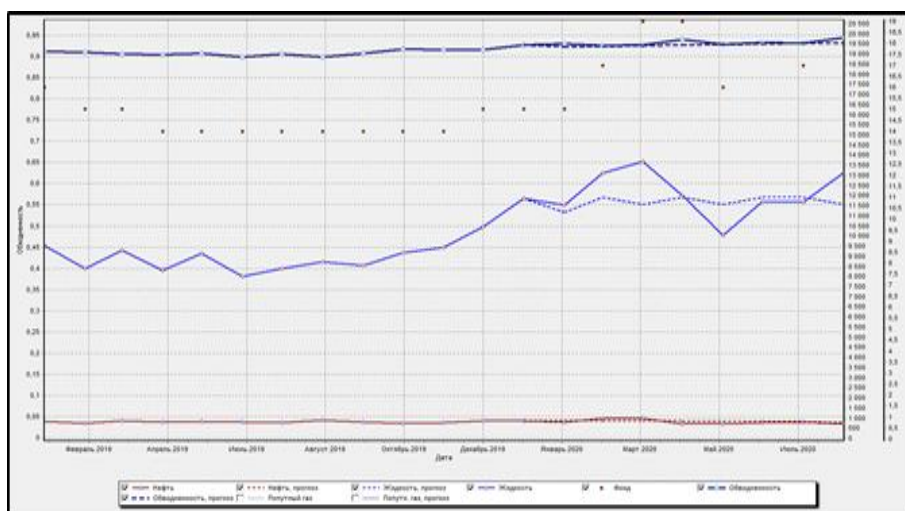
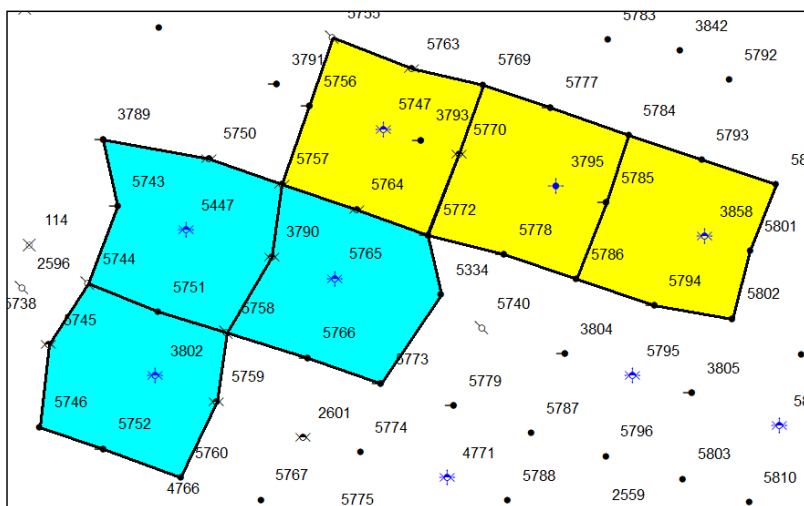


Рисунок 3.2.122-Динамика фактических и прогнозных уровней

На основе протокола совместного совещания АО «Каражанбасмунай» и филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» от 12.04.2021г. Было принято решение перенести реализацию проектных решений на июнь 2021г и продолжить работу согласно протоколу от 14.01.2021г. В связи с отсутствием технических возможностей и дополнительных объемов пара, а также принимая во внимание, что подготовка к передислокации парогенератора для закачки пара будет завершена в июне 2021 года, КБМ предложил перенести реализацию проектных решений на июнь 2021г. В итоге на северном участке ЧЗ, в скважины 3858, 3795, 5747 будет производится нагнетание пара, скважины 3802, 5447, 5765 будут находится под нагнетанием воды (Рисунок 12.1.22).







Данный участок будет обслуживать МПГУ производительностью 11 т/час пара, период заправки 3 месяца пар - 3 месяца вода (один цикл ЧЗПВ).

### Выводы и рекомендации:

- 3.2.17 Опытные-промышленные испытания технологии закачки пара в зоне сочленения Центрального и Восточного участков, где по проекту предусмотрена закачка горячей воды*

Для проведения ОПИ предусмотрены: перевод добывающей скважины под нагнетание и бурение проектных скважин для формирования сетки (рис. 12.1.22).



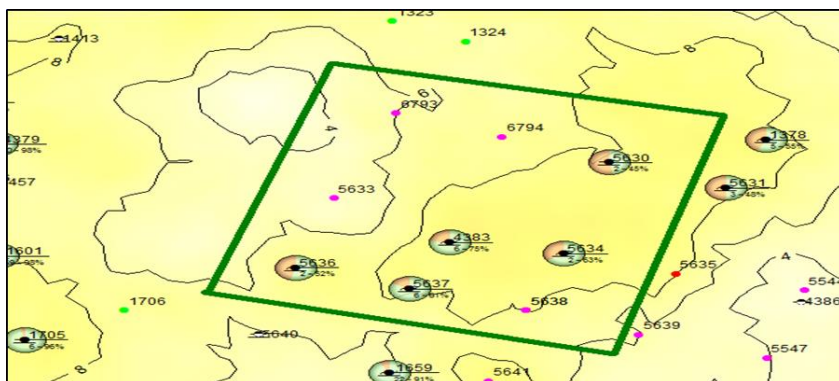


Рисунок 3.2.124– Участок ОПИ на 01.01.2019 г.

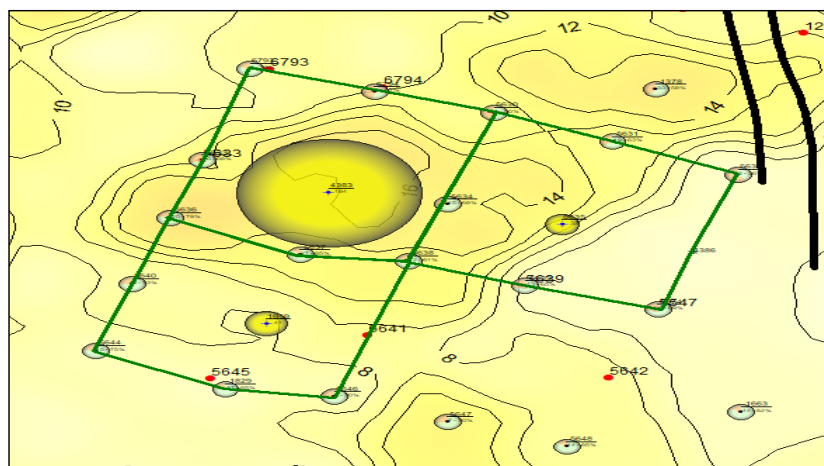


Рисунок 3.2.125– Участок ОПИ на 01.02.2020 г.

С июня 2019 г. добывающие скважины 4383, 1659, 5635 (новая скв.) переведены под закачку пара в зоне, где по проекту предусмотрена закачка горячей воды. Для формирования сетки из трех ячеек начиная с июня месяца и до конца 2019 года пробурены 8 добывающих скважин (рис. 13.1.20) и одна скважина (1829) переведена с нижележащего горизонта, 2 скважины (4386, 5640) переведены с бездействующего фонда и одна скважина (5632) – с контрольного фонда.

На 01.02.2020 г. по участку ОПИ средний дебит нефти вырос с 1,1 т/сут до 3,1 т/сут, дебит жидкости – с 5,4 т/сут до 12,8 т/сут, обводненность продукции снизилась с 80% до 76%, количество действующих добывающих скважин увеличилось с 8 до 18 ед, под закачкой работают 3 скважины (рис. 12.1.23).

Рисунок 3.2.126– График кривой ВНФ и технологические показатели участка ОПИ в зоне сочленения



**Рисунок 3.2.127– Средний дебит нефти и приемистость скважин участка.**

Средний дебит нефти ранее работающих скважин участка увеличился с 1,1 т/сут до 3,7 т/сут, средний дебит вышедших из простоя скважин на 01.12.2020 г. составляет 1,2 т/сут, средний дебит переведенных под пар скважин на период перевода- 1,1 т/сут. Средний дебит нефти вновь пробуренных скважин участка заметно ниже дебита нефти ранее работающих и на 01.12.2020 г. составляет 2,2 т/сут, это обусловлено тем, что у двух новых пробуренных скважин (6793 и 6794) дебиты ниже 1 т/сут- в связи с удаленностью от паронагнетательных скважин (более 200 метров) и недостаточным временем выхода на режим, в остальных 6-ти новых пробуренных скважинах дебиты на 01.12.2020 г. изменяются в диапазоне от 1,6 т/сут до 4,3т/сут (рис. 12.1.25).

На рисунке 12.1.26 приведен график динамики осредненных дебитов жидкости скважин участка ОПИ. По приведенному графику наблюдается рост среднего дебита жидкости по всем видам скважин. На 01.12.2020 г. средний дебит жидкости по ранее пробуренным скважинам составляет 17,3 т/сут, по новым скважинам- 11,5 т/сут, по скважинам из простоя- 8,6 т/сут, скважины, переведенные под пар, имели дебит жидкости 8,5 т/сут.

**Рисунок 3.2.128– Средний дебит жидкости скважин участка****Рисунок 3.2.129– Средняя обводненность скважин участка.**

На рисунке 12.1.27 приведен график осредненных значений обводненности продукции скважин участка ОПИ. На 01.12.2020 г. обводненность продукции ранее пробуренных скважин и новых скважин находится практически на одном уровне, составляя 74,3% и 75,7%, соответственно, а обводненность продукции скважин, вышедших из простоя, составляет 64,3%. Скважины, переведенные под пар, переводились с обводненностью 82%.

С учетом всех проведенных работ дополнительная добыча по участку ОПИ составила 20,565 тыс. тонн нефти.

**Выводы и рекомендации:**

- По результатам оценки ОПИ технология закачки пара в зоне сочленения Центрального и Восточного участков, где по проекту предусмотрена закачка горячей воды показала технологическую эффективность.



- С учетом всех проведенных работ дополнительная добыча по участку ОПИ составила 20,565 тыс. тонн нефти.
- Учитывая технологическую эффективность технологии закачки пара рекомендуется разработка залежей в зоне сочленения Центрального и Восточного участков I и II объектов путем закачки пара. При нехватки объемов пара и в низкоэффективных участках зоны сочленения рекомендуется продолжить закачку холодной воды.

**3.2.18 Опытно-промышленные испытания технологии закачки воды в зонах с низкой приемистостью пара в восточной части Северного блока**

После утверждения в Анализе разработки результатов оценочных работ по организации закачки холодной воды в восточной части Северного участка в зонах с низкой приемистостью по пару, с июня 2019 года в трех скважинах (5910, 5905, 5361) осуществляется закачка воды (рис. 12.1.28).

**Рисунок 3.2.130– Участок ОПИ Восточной части Северного участка**

На рисунке 12.1.29 приведена динамика технологических показателей участка ОПИ. Из графика видно, что с начала реализации ОПИ наблюдается повышение технологических показателей участка, средний дебит нефти работающих скважин увеличился в два раза – с 1,25 т/сут до 2,26 т/сут, средний дебит жидкости снизился с 15,5 т/сут до 11,9 т/сут, обводненность снизилась с 91% до 79%.

**Рисунок 3.2.131 – Динамика технологических показателей разработки восточной части Северного участка**

Накопленная добыча участка за период реализации ОПИ с учетом всех проведенных работ на участке ОПИ составила 16,5 тыс.т, дополнительная добыча нефти от реализации ОПИ составила 10,6 тыс.т.

До проведения ОПИ на данном участке эксплуатировались всего 5 скважин – 4791, 5065, 5904, 5907, 5908.

**Рисунок 3.2.132– Динамика технологических показателей разработки скважин 4791, 5065, 5904, 5907, 5908**

Как следует из рисунка 12.1.30, осредненные дебиты нефти по ранее работающим 5 скважинам с начала реализации ОПИ выросли в 1,7 раза – с 2,4 т/сут до 3,9 т/сут, при сохранении дебитов жидкости на уровне 15-16 т/сут, обводненность продукции снизилась с 85,1 до 73,8%. Помимо этого, фиксируется повышение среднего динамического уровня с 366 до 340 м, что является прямым следствием закачки.

С началом реализации ОПИ введены из простоя и бездействующего фонда 8 скважин, из них три скважины под нагнетание воды и 5 добывающих скважин, из них 3



скважины (5900, 5901, 5903) работают в режиме свабирования, со средним дебитом нефти 10,5 т/сут (рис. 12.1.31).

**Рисунок 3.2.133 – Динамика технологических показателей разработки скважин 5900, 5901, 5903**

Средний дебит нефти выведенных из простоя добывающих скважин (5059, 5061, 5906, 5910) на 01.02.2020 г. составляет 2,7 т/сут, по жидкости – 10,3 т/сут, обводненность – 73,9% (рис. 12.1.32). По данной группе скважин также фиксируется повышение динамических уровней.

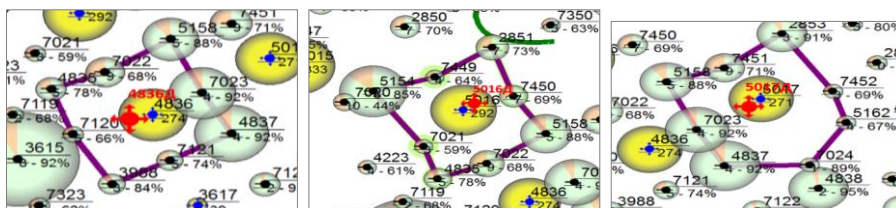
**Рисунок 3.2.134 – Динамика технологических показателей разработки скважин 5059, 5061, 5906, 5910**

#### **Выводы и рекомендации:**

- По результатам проведенных оценочных работ по организации закачки холодной воды в восточной части Северного участка в зонах с низкой приемистостью по пару, технология закачки холодной воды показала технологическую эффективность.
- Накопленная добыча участка за период реализации ОПИ с учетом всех проведенных работ на участке ОПИ составила 16,5 тыс.т, дополнительная добыча нефти от реализации ОПИ составила 10,6 тыс.т.
- Учитывая технологическую эффективность проведенного ОПИ, дальнейшую разработку залежи Восточной части Северного участка рекомендуется проводить путем закачки холодной воды.

#### **3.2.19 Опытнo-промышленные испытания технологии одновременно-раздельной закачки пара в пласты Восточного участка (Д2, Ю1, Ю2)**

**Одновременно-раздельная закачка пара** – технология, при которой подача пара осуществляется отдельно в каждый пласт многопластового месторождения под разным давлением в соответствии с его коллекторскими свойствами.



• **Раздельная закачка в пласты Д2 и Ю1** путем бурения дополнительной нагнетательной скважины на горизонт Ю1.

Из трех расчетных вариантов, определяемых технологией воздействия, варианты «труба-в-трубе» и бурения дополнительной нагнетательной скважины на горизонт Ю<sub>1</sub> обеспечивали несколько более высокие показатели технологической эффективности за период 2019-2035 гг., чем при продолжении ныне реализуемой технологии. Проведенный экономический анализ на опытных участках месторождения Каражанбас также показал, что при принятых условиях и допущениях, по обоим скважинам вариант с ОРЗ имеет наилучший экономический эффект и рекомендовался к внедрению. К исполнению ОПИ был выбран вариант путем бурения дополнительной нагнетательной скважины на горизонт Ю<sub>1</sub>.

В настоящее время на м. Каражанбас ОПИ технологии ОРЗ проводится на 3 объекте восточного участка в 5 ячейках (нагн. скв. 2852-2852Д, 4836-4836Д, 4896-4896Д, 5016-5016Д, 5017-5017Д).

**Реализация ОПИ ОРЗ в ячейке скважин 2852-2852Д начата 26.12.2019 г.**

Применение технологии позволило поднять средний дебит добывающих скважин ячейки 2852-2852Д по нефти с ~35 т/сут до 45-50 т/сут, при повышении жидкости со 130 до 180 т/сут по жидкости, средняя обводненность на 01.01.2021 г. по ячейке составила ~76,8%.

**Рисунок 3.2.136-Динамика технологических показателей по ячейке скважин 2852-2852Д**

Суммарная накопленная добыча по ячейке за период реализации технологии – 11,5 мес. – составила 15,2 тыс.т, из них накопленная – 2,7 тыс.т.

История работы скважины 2852 показывает, что до начала реализации технологии (до 26.12.2019 г.) скважина работала с приемистостью ~280 т/сут.

**Рисунок 3.2.137– Динамика приемистости скважин 2852 и 2852Д**

С началом реализации ОПИ ОРЗ скважина 2852 (пласт Д2) работает со средней приемистостью ~40 т/сут, а скважина 2852Д (пласты Ю1-2) с приемистостью ~80 т/сут. Таким образом большая часть пара вероятнее всего уходит в пласты Ю1-2.

Средние вскрытые толщины по горизонтам Д2 и Ю1 в целом можно считать одинаковыми, но следует отметить, что горизонт Ю2 вскрыт всего в двух скважинах из восьми, при этом интервалы перфорации составляют всего 2 и 7,8 м (табл.12.1.7), а основной интервал, вскрытый в скважине 2852Д приходится именно на горизонт Ю<sub>2</sub>.

**Таблица 3.2.92– Действующие интервалы перфорации скважин ячейки скв. 2852-2852Д**

| Скв. | Гор-т | Интервалы перфорации | Вскрытая толщина, м |
|------|-------|----------------------|---------------------|
|------|-------|----------------------|---------------------|



|                      | Категория скважин |            |   | Д2   | Ю1   | Ю2  | Общая |
|----------------------|-------------------|------------|---|------|------|-----|-------|
| 2852                 | ПНС               | Д2         | 302,6-304,6 305,4-324,8   | 21,4 |      |     | 21,4  |
| 2852Д                | ПНС               | Ю1, Ю2     | 327-333, 340-360  |      | 6    | 20  | 26    |
| 2833                 | доб               | Д2         | 302,8-313,4   | 10,6 |      |     | 10,6  |
| 2851                 | доб               | Ю1, Ю2, Д2 | 301,5-308,2 309,7-323,3 328-328,7 329,9-331,6 340,2-355,5 358,5-359,5 360,1-360,9 362-363,1 363,7-364,2 364,7-365,1 | 20,3 | 19,5 | 2   | 41,8  |
| 2853                 | доб               | Ю1, Ю2, Д2 | 308,1-325,7 331-332,8 334,3-338,4 348,9-349,6 350,2-355,6 364,5-366,2   | 17,6 | 5,9  | 7,8 | 31,3  |
| 5158                 | доб               | Ю1, Д2     | 300-304 306-322 338,5-349,5   | 20   | 11   |     | 31    |
| 7350                 | доб               | Ю1, Ю2, Д2 | 302,4-305,2 306,5-319,5 321,4-323,7 329,3-332,7 333,4-335,2 346,2-348,5 349,1-357,7                                 | 18,1 | 16,1 |     | 34,2  |
| 7351                 | доб               | Ю1, Ю2, Д2 | 307-311, 312-318, 320-324, 333-340, 351-357   | 14   | 13   |     | 27    |
| 7450                 | доб               | Ю1, Ю2, Д2 | 300-310, 312-322, 328-330, 340-352  | 20   | 14   |     | 34    |
| 7451                 | доб               | Ю1, Ю2     | 329-333, 343-359  |      | 20   |     | 20    |
| Среднее по горизонту |                   |            |   | 17,8 | 13,2 | 9,9 | 27,7  |

Результаты исследований по определению профиля показывают, расход пара по скважинам 2852 и 2852Д довольно хорошо коррелирует с вскрытыми толщами.

Таблица 3.2.93– Результаты интерпретации профиля приемистости пара скважин 2852 и 2852Д

| Скв.  | Гор-т  | Интервалы перфорации | Вскрытая толщина, м | Расход пара, т/сут | Сухость пара, % | %    |
|-------|--------|----------------------|---------------------|--------------------|-----------------|------|
| 2852  | Д2     | 302,6-304,6          | 2                   | 3,84               | 35,8            | 10,1 |
|       |        | 305,4-324,8          | 19,4                | 34,08              |                 | 89,9 |
| 2852Д | Ю1, Ю2 | 327-333              | 6                   | 29,76              | 47              | 39,6 |
|       |        | 340-360              | 20                  | 45,36              | 26              | 60,4 |

**Реализация ОПИ ОРЗ в ячейке скважин 4896-4896Д началась 16.01.2020 г.**

Как следует из рис. 12.1.36 за рассматриваемый период динамика работы окружающих добывающих скважин ячейки 4896-4896Д показывает, что технология ОРЗ оказывает положительное воздействие на работу добывающих скважин.

**Рисунок 3.2.138– Динамика технологических показателей по ячейке скважин 4896-4896Д**

Так, применение технологии позволило поднять средний дебит ячейки скважин 4896-4896Д по нефти с ~40 т/сут до ~50 т/сут, по жидкости со 125 до 1700 т/сут, обводненность на дату анализа составила 75% против начальной – 73%. Кроме того, фиксируется рост средней устьевой температуры с ~45 до ~55°C.

Суммарная накопленная добыча нефти по ячейке за период реализации технологии – 11,5 мес. – составила 13,7 тыс.т, из них дополнительная добыча составила 2,6 тыс.т.

На рис. 12.1.37 представлена динамика работы нагнетательных скважин 4896 и 4896Д. Как следует из графика, приемистость скважины 4896 (пласт Д2) осталась на прежнем уровне ~124 т/сут, а приемистость скважины 4896Д (пласт Ю1) составляет



3,6-3,9 т/сут. В создавшейся ситуации пласт Ю1 лишен как температурной, так и гидравлической составляющей системы ППД.

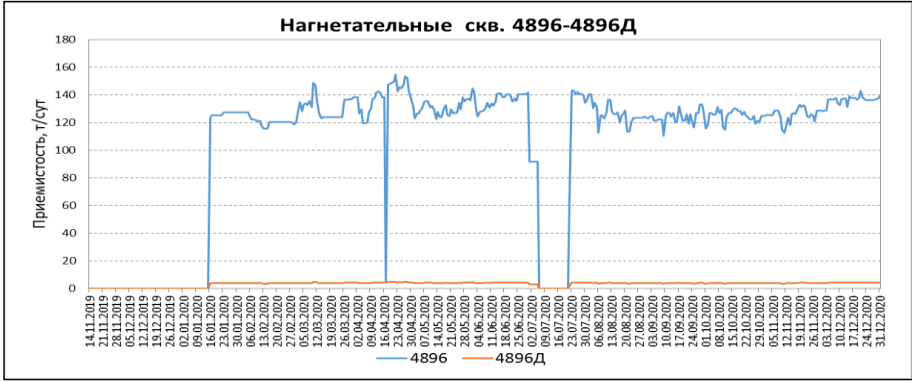


Рисунок 3.2.139– Динамика приемистости скважин 4896 и 4896Д

Также следует отметить, что средняя вскрытая толщина по горизонту Д<sub>2</sub> составляет 19,4 м, при этом аналогичный показатель по горизонту Ю<sub>1</sub> составляет всего 8,9 м (табл. 12.1.9).

Таблица 3.2.94– Действующие интервалы перфорации скважин ячейки 4896-4896Д

| Скв                  | Гор    | Категория скважины | Действующие интервалы перфорации                | Вскрытая толщина, м |                |       |
|----------------------|--------|--------------------|---|---------------------|----------------|-------|
|                      |        |                    |   | Д <sub>2</sub>      | Ю <sub>1</sub> | Общая |
| 1250                 | Ю1, Д2 | Доб                | 324,5-328,4 331-348,5 353,6-363                 | 21,4                | 9,4            | 30,8  |
| 2829                 | Ю1, Д2 | Доб                | 322-326 327-333 335,5-338,5 342-350             | 13                  | 8              | 21    |
| 4800                 | Ю1, Д2 | Доб                | 309-345   | 23                  | 13             | 36    |
| 4803                 | Ю1, Д2 | Доб                | 314-337 338-342,5                               | 23                  | 4,5            | 27,5  |
| 4804                 | Ю1, Д2 | Доб                | 312-348   | 22                  | 14             | 36    |
| 4809                 | Ю1, Д2 | Доб                | 314,1-336,6 338,4-347,7                         | 22,5                | 9,3            | 31,8  |
| 4870                 | Ю1, Д2 | Доб                | 316,4-324,8 329,1-334,1 340-349                 | 13,4                | 9              | 22,4  |
| 4896                 | Д2     | ПНС                | 308,3-318,5 318,9-321,6 323,5-325,6 327,5-329,7 | 17,2                |                | 17,2  |
| 5035                 | Ю1, Д2 | Доб                | 335-339,2                                       |                     | 4,2            | 4,2   |
| 4896Д                | Ю1     | ПНС                | 332-337 339-343                                 |                     | 9              | 9     |
| Среднее по горизонту |        |                    |   | 19,4                | 8,9            |       |

Кроме того, анализ ГИС открытого ствола (рис. 12.1.38) показал, что 4,5 м интервалов перфорации из 9 метров общей вскрытой толщины в скважине 4896Д обводнены, что также может служить причиной низкой приемистости скважины.





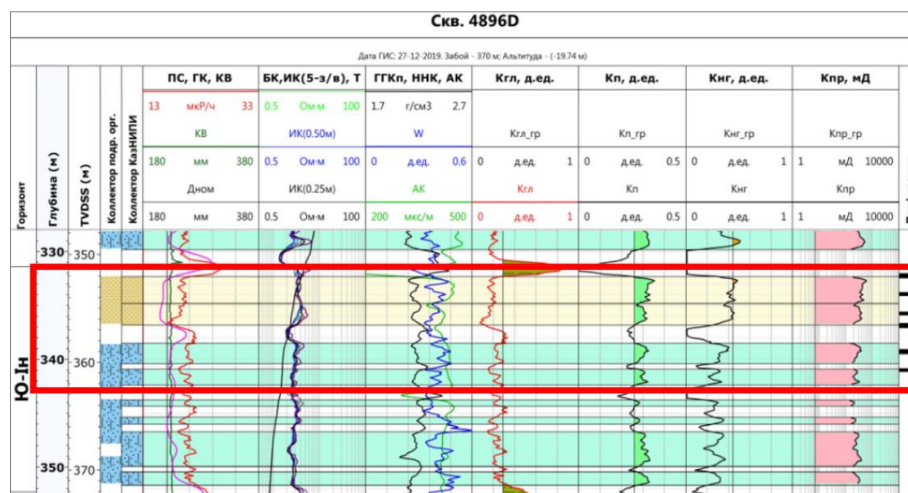


Рисунок 3.2.140 – ГИС открытого ствола скважины 4896Д, горизонт Ю1.

Поскольку счетчики пара на месторождении отсутствуют, контролировать рекомендуемый объем невозможно, поэтому для определения истинных объемов закачки в каждый пласт рекомендуется проведение исследований по определению профиля приемистости в скважинах 4896 и 4896Д, а также определение профиля притока в добывающих скважинах ячейки.

Результаты исследований по определению профиля подтверждают, что основной объем пара в скважине 4896Д уходит в интервал 332-337 м, что подтверждает предположение о том, что работающим интервалом является только верхний, необводненный интервал (табл.12.1.10). Кроме того, расход пара по скважине 4896 довольно хорошо коррелирует с вскрытыми толщинами.

Таблица 3.2.95– Результаты интерпретации профиля приемистости пара скважин 4896 и 4896Д

| Скв.  | Гор-т | Интервалы перфорации | Вскрытая толщина, м | Расход пара, т/сут | Сухость пара, % | %     |
|-------|-------|----------------------|---------------------|--------------------|-----------------|-------|
| 4896  | Д2    | 308,3-321,6          | 13,3                | 88,08              | 47              | 72,2  |
|       |       | 323,5-329,7          | 4,3                 | 33,84              | 39              | 27,8  |
| 4896Д | Ю1    | 332-337              | 5                   | 4,08               | 35              | 100,0 |
|       |       | 339-343              | 4                   | -                  | -               | -     |

#### Реализация ОПИ ОРЗ в ячейке скважин 4836-4836Д начата 04.09.2020 г.

Средний дебит добывающих скважин ячейки 2852-2852Д по нефти за 4 месяца применения технологии вырос с ~30 т/сут до 50 т/сут, при росте жидкости со ~170 до ~245 т/сут по жидкости, средняя обводненность на 01.01.2021 г. по ячейке снизилась с ~83 до ~80%.



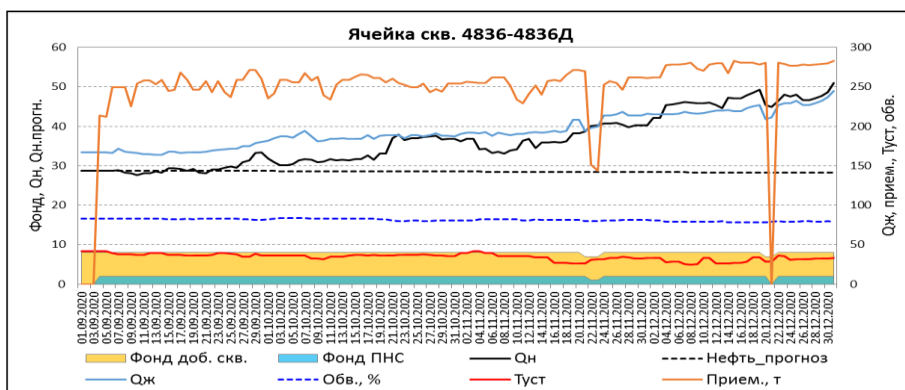


Рисунок 3.2.141–Динамика технологических показателей по ячейке скважин 4836-4836Д

Динамика показателей нагнетательных скважин 4836 и 4836Д свидетельствует о стабильности на всем протяжении реализации технологии.

Накопленная добыча за период реализации технологии составила 4,5 тыс.т, из них дополнительная – 983,4 тонны.

Скважина 4836 работает со средней приемистостью ~120 т/сут, скважина 4836Д – 170 т/сут.

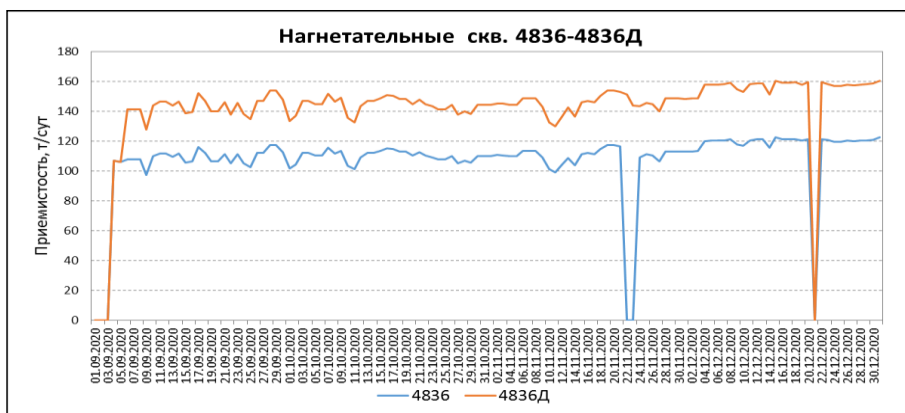


Рисунок 3.2.142– Динамика приемистости скважин 4836 и 4836Д

Приведенные в таблице 12.1.11 данные свидетельствуют о том, что средние вскрытые толщины скважин окружения довольно близки, что позволяет рассчитывать на пропорциональное разделение закачки при реализации технологии.



Таблица 3.2.96– Действующие интервалы перфорации скважин ячейки 4836-4836Д

| Скв.                 | Категория скважины | Гор-т    | Интервалы перфорации   | Вскрытая толщина, м |      |     |       |
|----------------------|--------------------|----------|--|---------------------|------|-----|-------|
|                      |                    |          |  | Д2                  | Ю1   | Ю2  | Общая |
| 4836                 | ПНС                | Д2       | 311,1 -324,5 328,8 -329,7  | 14,3                |      |     | 0     |
| 4836Д                | ПНС                | Ю1       | 338,0-349,0 354,0-356,5 358,0-363,0  |                     | 18,5 |     | 0     |
| 3988                 | доб                | Д2 Ю1 Ю2 | 308,6-309,8 312,2-312,8 313,5-314,7<br>315,2-315,6 316,4-327, 333,4-341,6<br>342,4-347,3 351,6-352,4 353-358,6,<br>362-362,6 | 14                  | 19,5 | 0,6 | 34,1  |
| 7120                 | доб                | Д2 Ю1    | 302,0 - 306,0 308,0 - 309,0 310,0 -<br>315,0 316,0 - 322,0 333,0 - 345,0   | 16                  | 12   |     | 28    |
| 4835                 | доб                | Д2 Ю1 Ю2 | 307,5-320,1 335,8-349,4 353-356<br>361-363,4   | 12,6                | 16,6 | 2,4 | 31,6  |
| 7022                 | доб                | Д2 Ю1    | 305,0-317,0 337,0-344,0  | 12                  | 7    |     | 19    |
| 5158                 | доб                | Д2 Ю1    | 300-304 306-322 338-349,5  | 20                  | 11,5 |     | 31,5  |
| 7023                 | доб                | Д2 Ю1    | 311,0-325,0 343,0-352,0  | 14                  | 9    |     | 23    |
| 4837                 | доб                | Д2 Ю1 Ю2 | 314,7-325,6 329,8-332,4 339,6-341<br>342,6-351,2 354,4-355,5 356,2-360,1<br>360,8-363,7 369,7-371                            | 10,9                | 20,5 | 1,3 | 32,7  |
| 7121                 | доб                | Д2 Ю1    | 317,0 - 322,5 340,0 - 344,0  | 5,5                 | 4    |     | 9,5   |
| Среднее по горизонту |                    |          |  | 13,1                | 12,5 | 1,4 | 20,9  |

Тем не менее, для подтверждения данного предположение необходимо провести исследования по определению профиля приемистости в скважине 4836Д, для подтверждения и оценки распределения объемов закачки пара.

#### Реализация ОПИ ОРЗ в ячейке скважин 5016-5016Д начата 15.09.2020 г.

Средний дебит добывающих скважин ячейки 5016-5016Д по нефти за 3,6 месяца применения технологии вырос с ~35 т/сут до ~58 т/сут, при росте жидкости со ~150 до ~200 т/сут по жидкости, средняя обводненность на 01.01.2021 г. по ячейке снизилась с ~75 до ~72%.

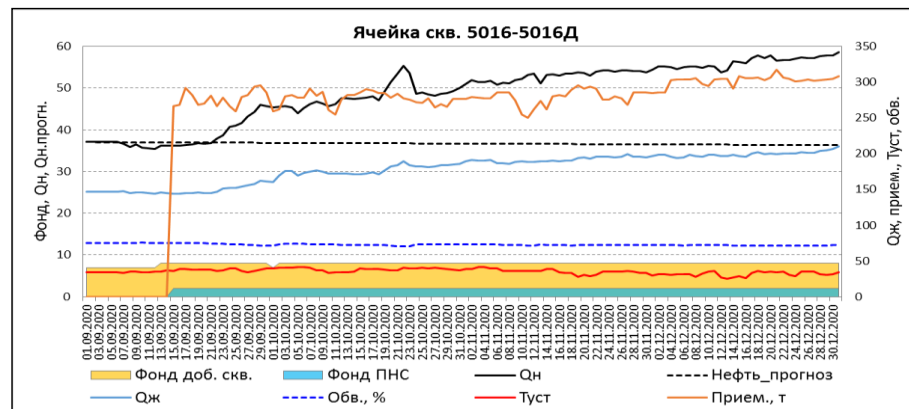


Рисунок 3.2.143-Динамика технологических показателей по ячейке скважин 5016-5016Д

Накопленная добыча за период реализации технологии (3,6 мес.) составила 5,5 тыс.т, из них дополнительная – 1,5 тыс.т.



На 01.01.2021 г. скважина 5016 (Д2) работает со средней приемистостью ~285 т/сут, скважина 5016Д (Ю2) – 35 т/сут.

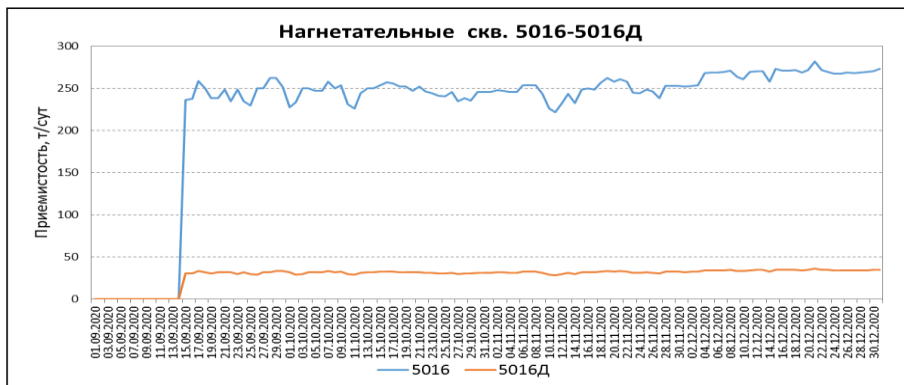


Рисунок 3.2.144-Динамика приемистости скважин 5016 и 5016Д

По результатам анализа действующих интервалов перфорации горизонт Ю1 не охвачен воздействием системы ППД. Низкая приемистость скважины 5016Д может быть обусловлена именно этим обстоятельством.

Таблица 3.2.97– Действующие интервалы перфорации скважин ячейки 5016-5016Д

| Скв.                 | Категория скважины | Гор-т    | Интервалы перфорации  | Вскрытая толщина, м |      |      |       |
|----------------------|--------------------|----------|---|---------------------|------|------|-------|
|                      |                    |          |   | Д2                  | Ю1   | Ю2   | Общая |
| 5016                 | ПНС                | Д2       | 300,6-303,7 305,5-316,5 318,7-321 321,6-323 327,4-328   | 18,4                |      |      | 18,4  |
| 5016Д                | ПНС                | Ю2       | 339,0-350,0 352,4-356,2   |                     |      | 14,8 | 14,8  |
| 4835                 | доб                | Д2 Ю1 Ю2 | 307,5-320,1 335,8-349,4 353-356 361-363,4   | 12,6                | 16,6 | 2,4  | 31,6  |
| 7021                 | доб                | Д2 Ю1    | 305,0-309,0 311,0-328,0 341,0-357,0   | 21                  | 16   |      | 37    |
| 5154                 | доб                | Д2 Ю1    | 300,5-322,5 332-347   | 22                  | 15   |      | 37    |
| 7449                 | доб                | Д2 Ю2    | 298 - 303 306 - 314 335 - 342   | 13                  | 7    |      | 20    |
| 2851                 | доб                | Д2 Ю1 Ю2 | 301,5-308,2 309,7-323,3 328-328,7 329,9-331,6 340,2-355,5 358,5-359,5 360,1-360,9 362-363,1 363,7-364,2 364,7-365,1 | 20,3                | 20,6 | 0,9  | 41,8  |
| 7450                 | доб                | Д2 Ю1 Ю2 | 300,0 – 310,0 312,0 – 322,0 328,0 – 330,0 340,0 – 352,0   | 20                  | 14   |      | 34    |
| 5158                 | доб                | Д2 Ю1    | 300-304 306-322 338-349,5   | 20                  | 11,5 |      | 31,5  |
| 7022                 | доб                | Д2 Ю1    | 305,0-317,0 337,0-344,0   | 12                  | 7    |      | 19    |
| Среднее по горизонту |                    |          |   | 17,7                | 13,5 | 6,0  | 28,5  |

Результаты распределения объемов закачиваемого пара приведены в таблице 12.1.13. Как видно из данных, приведенных в таблице, распределение объемов пара в скважине 5016 довольно хорошо коррелирует с толщинами. В скважине 5016Д работает только верхняя часть (14,1 м) из общего интервала перфорации и основной объем пара уходит именно в нее. Нижняя часть скважины – 318,7-328 м – заполнена горячей водой, и, соответственно, не принимает пар.



Таблица 3.2.98-Результаты интерпретации профиля приемистости пара скважин 5016-5016Д

| Скв.  | Гор-т | Интервалы перфорации | Вскрытая толщина, м | Расход пара, т/сут | Сухость пара, % | % ухода пара | % от общей толщины |
|-------|-------|----------------------|---------------------|--------------------|-----------------|--------------|--------------------|
| 5016  | Д2    | 339-345              | 6                   | 9,84               | 56,77           | 31,78        | 40,54              |
|       | Д2    | 345-350              | 5                   | 12,24              | 56,12           | 39,53        | 33,78              |
|       | Д2    | 352,4-356,2          | 3,8                 | 8,88               | 27,27           | 28,68        | 25,68              |
| 5016Д | Ю2    | 300,6-303,7          | 3,1                 | 59,52              | 32,41           | 24,29        | 21,99              |
|       | Ю2    | 305,5-311            | 5,5                 | 36,24              | 30,02           | 14,79        | 39,01              |
|       | Ю2    | 311-316,5            | 5,5                 | 149,28             | 28,13           | 60,92        | 39,01              |
|       | Ю2    | 318,7-321            | 2,3                 | Горячая вода       |                 |              |                    |
|       | Ю2    | 321,6-323            | 1,4                 |                    |                 |              |                    |
|       | Ю2    | 327,4-328            | 0,6                 |                    |                 |              |                    |

**Реализация ОПИ ОРЗ в ячейке скважин 5017-5017Д начата 09.09.2020 г.**

Дебит добывающих скважин ячейки 5017-5017Д по нефти за 3,7 месяца применения технологии вырос с ~30 т/сут до 40 т/сут, при росте жидкости с ~200 до ~250 т/сут по жидкости, средняя обводненность за весь период оставалась неизменной ~83,5%.

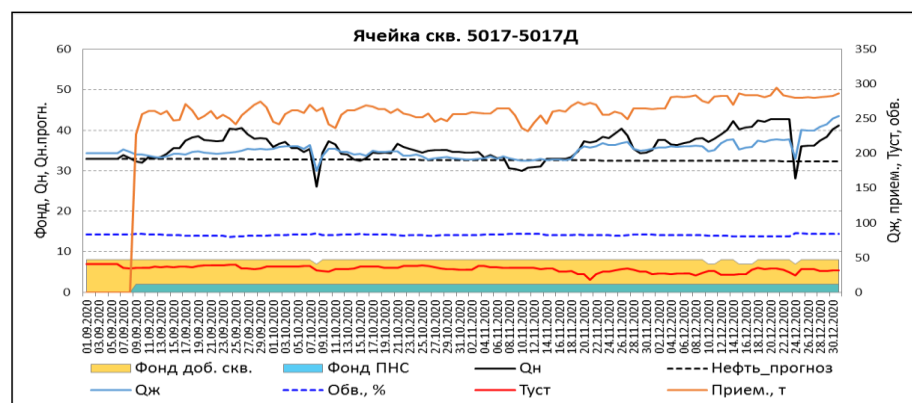


Рисунок 3.2.145-Динамика технологических показателей по ячейке скважин 5017-5017Д

Накопленная добыча за период реализации технологии (3,7 мес.) составила 4,1 тыс.т, из них дополнительная – 394,9 тонн.

Скважина 5017 работает со средней приемистостью ~200 т/сут, скважина 5017Д – 90 т/сут.



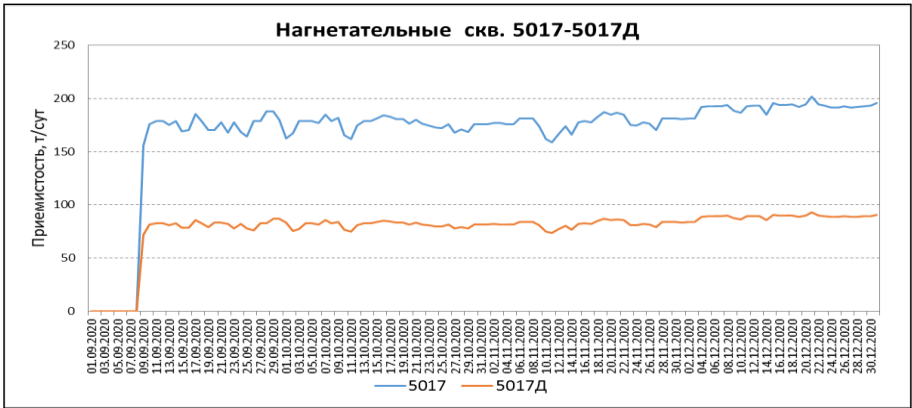


Рисунок 3.2.146 – Динамика приемистости скважин 5017 и 5017Д

Как видно из таблицы 12.1.14 горизонт Ю2 не охвачен перфорацией ни в одной из ПНС, при этом данный горизонт проперфорирован в скважинах 4837, 5162 и 7452.

Таблица 3.2.99– Действующие интервалы перфорации скважин ячейки 5016-5016Д

| Скв.                 | Категория скважины | Гор-т    | Интервалы перфорации  | Вскрытая толщина, м |      |     |       |
|----------------------|--------------------|----------|---|---------------------|------|-----|-------|
|                      |                    |          |   | Д2                  | Ю1   | Ю2  | Общая |
| 5017                 | ПНС                | Д2 Ю1    | 309,8-317 318,6-323,8 328,5-329,8 330,7-332,9   | 12,4                | 18,8 |     | 31,2  |
| 5017Д                | ПНС                | Ю1       | 343,5-357,0   |                     | 13,5 |     | 13,5  |
| 4837                 | доб                | Д2 Ю1 Ю2 | 314,7-325,6 329,8-332,4 339,6-341 342,6-351,2 354,4-355,5 356,2-360,1 360,8-363,7 369,7-371 | 10,9                | 20,5 | 1,3 | 32,7  |
| 7023                 | доб                | Д2 Ю1    | 311,0-325,0 343,0-352,0   | 14                  | 9    |     | 23    |
| 5158                 | доб                | Д2 Ю1    | 300-304 306-322 338-349,5   | 20                  | 11,5 |     | 31,5  |
| 7451                 | доб                | Ю1 Ю2    | 329,0 - 333,0 343,0 - 359,0   | 4                   | 16   |     | 20    |
| 2853                 | доб                | Д2 Ю1 Ю2 | 308,1-325,7 331-332,8 334,3-338,4 348,9-349,6 350,2-355,6 364,5-366,2                       | 17,6                | 13,7 |     | 31,3  |
| 7452                 | доб                | Д2 Ю1 Ю2 | 315,0 - 328,0 333,0 - 338,0 351,0 - 361,0   | 13                  | 5    | 10  | 28    |
| 5162                 | доб                | Д2 Ю1    | 312,5-317,5 320-322,5 328-333,5 342,5-345,5 346-353 355-362,5 363,5-366                     | 7,5                 | 25,5 | 9   | 42    |
| 7024                 | доб                | Д2 Ю1 Ю2 | 359-368, 327,6-329,7, 331-335, 343,2-346,4  | 6,1                 | 3,2  |     | 9,3   |
| Среднее по горизонту |                    |          |   | 11,7                | 13,7 | 6,8 | 26,3  |

Результаты интерпретации профиля приемистости пара скважин 5017 и 5017Д подтверждают, что горизонт Ю2 не охвачен перфорацией. Распределение объемов пара имеет прослеживаемую корреляцию с перфорированными толщинами.

В скважине 5017 обводнены нижние интервалы, что ведет к тому, что весь объем закачиваемого пара уходит в верхние интервалы (табл.12.1.15).



Таблица 3.2.100-Результаты интерпретации профиля приемистости пара скважин 5017-5017Д

| Скв.  | Гор-т | Интервалы перфорации | Вскрытая толщина, м | Расход пара, т/сут | Сухость пара, % | % ухода пара | % от общей толщины |
|-------|-------|----------------------|---------------------|--------------------|-----------------|--------------|--------------------|
| 5017  | Д2    | 309,8-313            | 3,2                 | 29,76              | 60,68           | 16,99        | 25,81              |
|       |       | 313-317              | 4                   | 56,16              | 60,54           | 32,05        | 32,26              |
|       |       | 318,6-323,8          | 5,2                 | 89,28              | 59,95           | 50,96        | 41,94              |
|       | Ю1    | 328,5-329,8          | 1,3                 | Горячая вода       |                 |              |                    |
|       |       | 330,7-332,9          | 2,2                 |                    |                 |              |                    |
| 5017Д | Ю1    | 343,5-350            | 6,5                 | 47,76              | 58,92           | 58,19        | 48,15              |
|       | Ю1    | 350-357              | 7                   | 34,32              | 57,11           | 41,81        | 51,85              |

Средняя обводненность по скважинам ячеек 2852-2852Д и 4896-4896Д повысилась на 7-7,4%, что объясняется более долгим, по сравнению с остальными, применением технологии. По ячейкам, имеющим небольшой период проведения ОПИ обводненность снизилась, либо осталась на прежнем уровне.

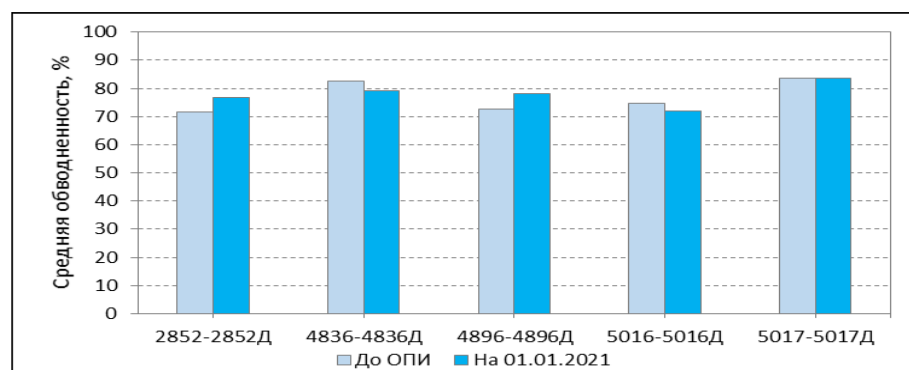


Рисунок 3.2.147– Средние значения обводненности до и после начала применения технологии ОРЗ

Снижение средней температуры по добывающим скважинам ячеек 4836-4836Д, 5016-5016Д и 5017-5017Д объясняется непродолжительным временем проведения ОПИ в совокупности увеличением отборов. В добывающих скважинах ячеек 2852-2852Д и 4896-4896Д средняя температура продукции наоборот повысилась на ~4,6-16,3%.

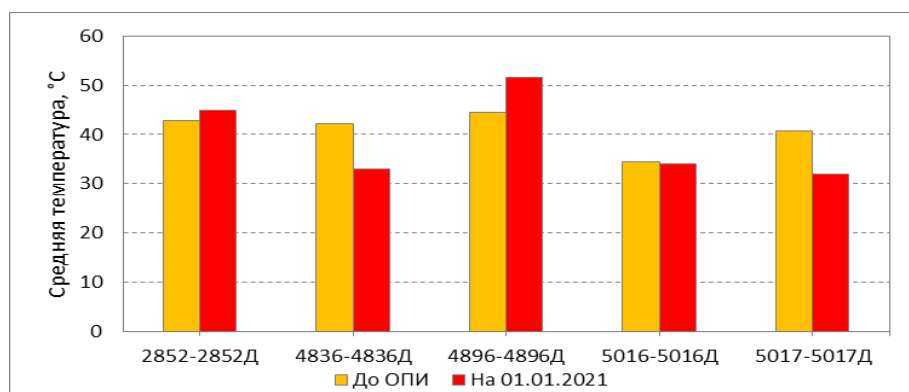


Рисунок 3.2.148 – Средние значения обводненности до и после начала применения технологии ОРЗ



### **Комплекс исследований**

Для подтверждения эффективности технологии и определения принимающих интервалов рекомендуется проведение комплекса ГИС-к по определению профиля приемистости в нагнетательных и профиля притока в добывающих скважинах.

Для определения реакции добывающих скважин на реализацию технологии ОРЗ необходимо продолжать проведение глубинных замеров температуры в добывающих скважинах и ежедневное отслеживание динамики производственных показателей (дебиты нефти и жидкости, обводненность, температура, динамические уровни) на ежедневной основе.

### **ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ:**

1. Применение технологии ОРЗ позволило поднять дебиты ячеек по нефти в среднем на 25,5%, по жидкости – на 28,6%, средняя обводненность на дату анализа составила 78% против начальной – 77,1%. Кроме того, фиксируется рост средней устьевой температуры с 45 до 60°C. Суммарная накопленная добыча по ячейкам составила ~8 тыс.т
2. Средняя обводненность по скважинам ячеек 2852-2852Д и 4896-4896Д повысилась на 7-7,4%, что объясняется более долгим, по сравнению с остальными, применением технологии при повышении отборов. По остальным ячейкам обводненность снизилась, либо осталась на прежнем уровне.
3. Также фиксируется снижение средней температуры по добывающим скважинам ячеек 4836-4836Д, 5016-5016Д и 5017-5017Д, что объясняется непродолжительным временем проведения ОПИ. В добывающих скважинах ячеек 2852-2852Д и 4896-4896Д средняя температура продукции наоборот повысилась на ~4,6-16,3%.
4. В добывающих скважинах участков ОПИ горизонт Ю2 в основном либо отсутствует, либо обводнен.
5. Результаты мониторинга ячеек скважин 4836-4836Д, 5016-5016Д и 5017-5017Д можно считать предварительными, поскольку сроки реализации ОПИ на данный момент невелики (3,6-4 мес.).
6. Дополнительной сложностью анализа является то обстоятельство, что ячейки скважин 2852-2852Д, 4836-4836Д, 5016-5016Д и 5017-5017Д являются смежными, и вследствие этого испытывают взаимовлияние как добывающих, так и нагнетательных скважин соседних ячеек.
7. По результатам исследований профиля приемистости в нагнетательные скважины 4836, 5016Д и 5017 в нижние интервалы поступает горячая вода, что препятствует закачке пара.







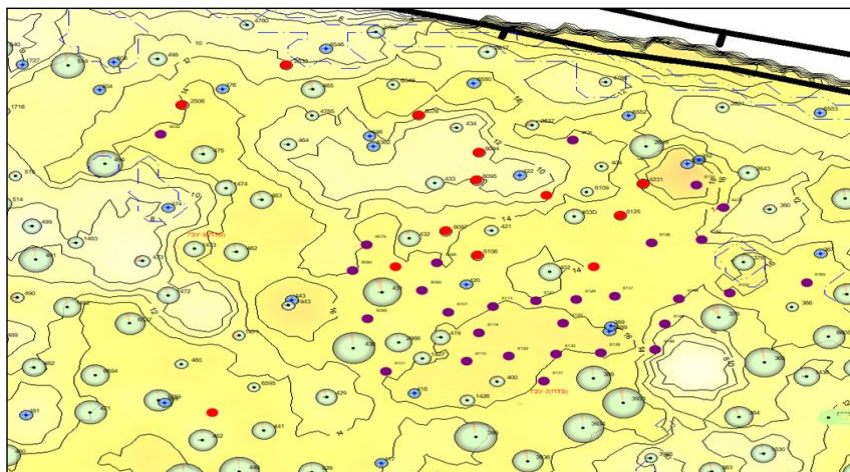


Рисунок 3.2.150–Пробуренные (красные точки) и проектные (фиолетовые точки) уплотняющие скважины на участке ПТВ-2.

Таблица 3.2.101–Показатели уплотняющих скважин центрального участка

| №     | № скв | Гор  | Дата ввода | Начальные показатели |           |      | Показатели на 01.01.2021г. |           |      | Накопленные показатели по состоянию на 01.01.2021год |                    |          |
|-------|-------|------|------------|----------------------|-----------|------|----------------------------|-----------|------|--|--------------------|----------|
|       |       |      |            | qж, т/сут            | qn, т/сут | %    | qж, т/сут                  | qn, т/сут | %    | Добыча жидкости, тонн                                | Добыча нефти, тонн | Отр.дни, |
| 1     | 8109  | Г    | 12.11.2019 | 13,6                 | 1,2       | 91,2 | 18,2                       | 1,2       | 93,2 | 8 071  | 740                | 406      |
| 2     | 8125  | Г    | 16.12.2019 | 0,6                  | 0,5       | 11,6 | 5,6                        | 2,9       | 47,6 | 2 153  | 1 364              | 369      |
| 3     | 8095  | Г    | 23.01.2020 | 1,7                  | 0,7       | 60,6 | 9,0                        | 2,0       | 77,4 | 3 018  | 1 184              | 334      |
| 4     | 8106  | Г    | 24.03.2020 | 8,3                  | 0,1       | 98,7 | 8,3                        | 1,6       | 80,2 | 973  | 302                | 219      |
| 5     | 8068  | Г(Д) | 25.05.2020 | 8,5                  | 0,5       | 94,2 | 18,5                       | 1,5       | 91,8 | 2 145  | 202                | 137      |
| 6     | 8094  | Г    | 15.07.2020 | 4,4                  | 0,3       | 94,0 | 7,8                        | 1,2       | 85,1 | 1 186  | 239                | 168      |
| 7     | 8097  | Г    | 15.07.2020 | 5,2                  | 2,3       | 55,7 | 9,7                        | 4,2       | 56,6 | 1 450  | 1 139              | 167      |
| 8     | 5076  | Г    | 01.08.2020 | 5,6                  | 3,1       | 43,5 | 6,0                        | 2,7       | 55,6 | 997  | 443                | 153      |
| 9     | 2632  | Г    | 01.08.2020 | 8,5                  | 4,3       | 49,7 | 15,0                       | 2,1       | 86,0 | 1 987  | 460                | 153      |
| 10    | 2506  | ГД   | 23.08.2020 | 2,9                  | 0,02      | 99,3 | 15,7                       | 1,8       | 88,7 | 2 172  | 218                | 129      |
| 11    | 4231  | Г    | 27.08.2020 | 2,0                  | 1,0       | 51,8 | 3,7                        | 2,9       | 22,2 | 509  | 450                | 126      |
| 12    | 8087  | Г(Д) | 12.09.2020 | 9,8                  | 5,5       | 44,3 | 7,3                        | 3,7       | 49,4 | 686  | 477                | 96       |
| 13    | 8127  | Г    | 20.09.2020 | 1,6                  | 1,3       | 16,8 | 4,7                        | 1,2       | 75,1 | 293  | 134                | 99       |
| Всего |       |      |            |                      |           |      |                            |           |      | 25 640   | 7 351              | 2 556    |

На 01.01.2021 года средний дебит новых уплотняющих скважин составляет 2,2 т/сут по нефти и 9,9 т/сут по жидкости, средняя обводненность продукции на уровне 70%.

Таблица 3.2.102– Показатели соседних скважин в районе уплотнения по состоянию на 01.01.2021г.

| № | № скв | Средние показатели на 01.01.2021г. |             |                  |
|---|-------|------------------------------------|-------------|------------------|
|   |       | Qнефть, т/сут                      | Qжид, т/сут | Обводненность, % |
| 1 | 404   | 2,6                                | 27,9        | 90,5             |
| 2 | 433   | 1,1                                | 45          | 97,7             |
| 3 | 434   | 2,6                                | 22,8        | 88,5             |
| 4 | 402   | 1,9                                | 56,7        | 96,6             |



|         |      |     |      |      |
|---------|------|-----|------|------|
| 5       | 421  | 2,4 | 31,7 | 92,3 |
| 6       | 432  | 3,7 | 52,8 | 92,9 |
| 7       | 452  | 2,3 | 69,9 | 96,7 |
| 8       | 2637 | 2,9 | 13,3 | 78,0 |
| 9       | 431  | 6,8 | 93,8 | 92,8 |
| 10      | 403D | 1,6 | 48,3 | 96,7 |
| 11      | 2639 | 3,5 | 81,0 | 95,6 |
| Среднее |      | 2,9 | 49,4 | 92,6 |

Работа соседних скважин в зоне уплотнения характеризуется дебитами по нефти от 1,06 до 6,8 т/сут, по жидкости 13,3 – 93,8 т/сут и обводненностью от 78 – 97,7% (таблица-12.1.17). Среднее значение дебитов по нефти на уровне 2,9 т/сут, по жидкости 49,4 т/сут, средняя обводненность составляет 92,6%.

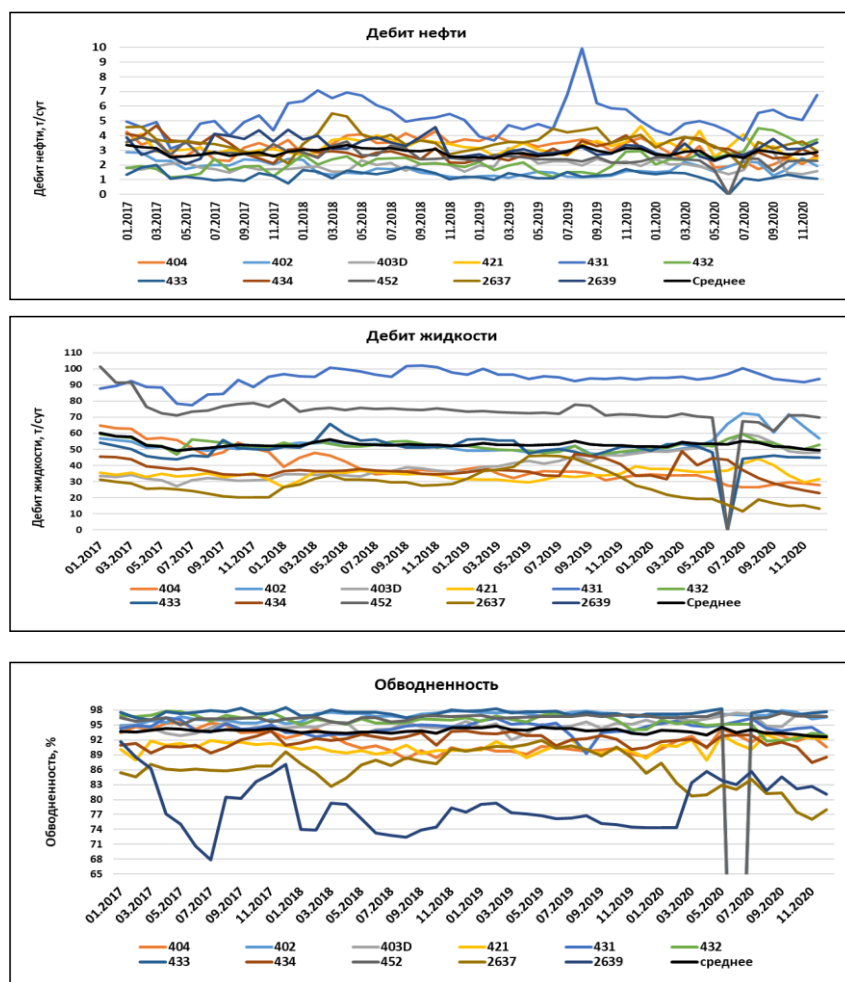


Рисунок 3.2.151– Динамика работы ранее пробуренных скважин



На рисунках приведены динамика технологических показателей ранее пробуренных скважин в зоне уплотнения, как видно из рисунков после уплотнения сетки (с 01.01.2020 по 01.01.2021гг) средний дебит нефти по окружающим скважинам стабильное, изменяется от 2,7т/сут до 2,9т/сут, наблюдается незначительное снижение среднего дебита жидкости от 51,7 т/сут до 49,4 т/сут, также небольшое снижение наблюдается по обводненности продукции скважин от 94% до 92,6%.

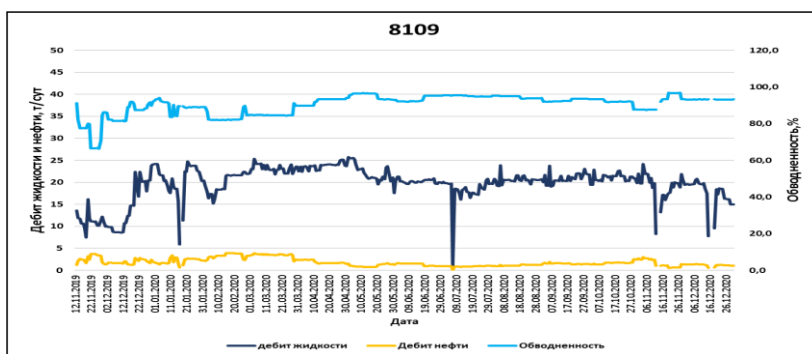


Рисунок 3.2.152– Динамика работы скважины 8109

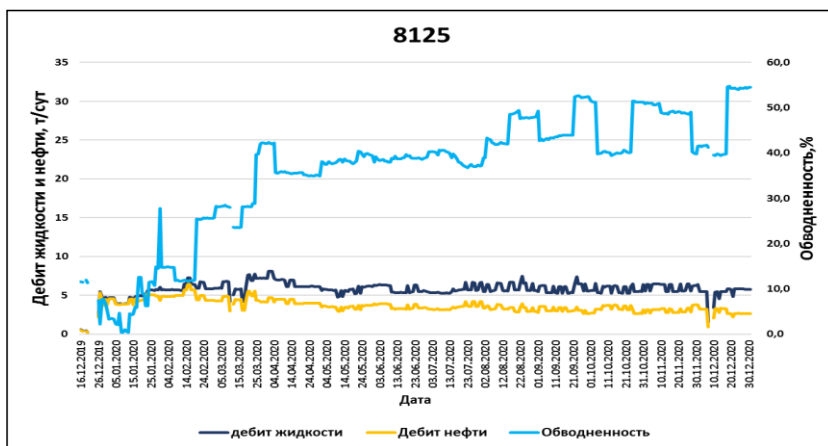


Рисунок 3.2.153– Динамика работы скважины 8109



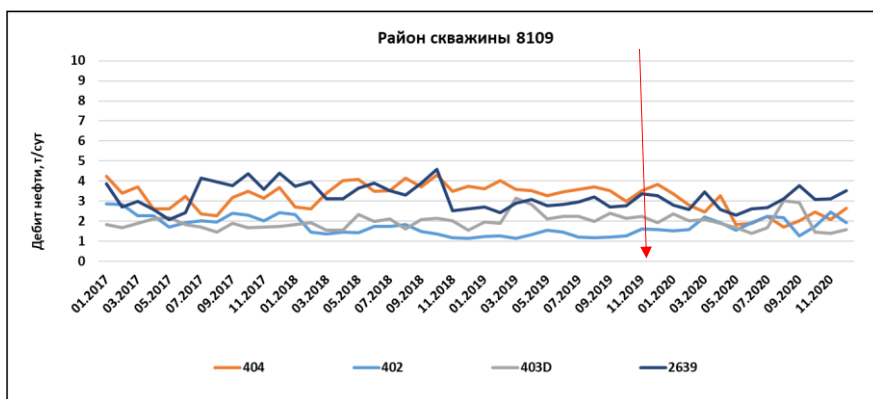


Рисунок 3.2.154– Динамика работы скважины 8109

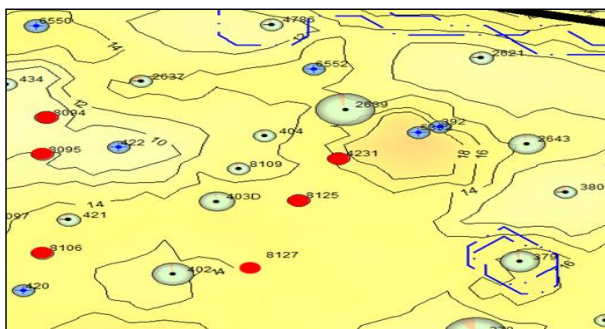


Рисунок 3.2.155– Выкопировка карт района скважины 8109

В районе скважин 402, 403D, 404, 2639 пробурены уплотняющие скважины 8109, 8127, 8125, 4231. После ввода уплотняющих скважин в ранее работающих скважинах 404 и 403D наблюдается снижение дебитов нефти с 3,5 до 2,5 т/сут и 2,2 до 1,6 т/сут, соответственно. По остальным скважинам 402 и 2639 снижение дебитов нефти не наблюдается. При сравнении Рпл с карты изобар до и после бурения уплотняющих скважин наблюдается небольшое снижение Рпл в зоне уплотнения скважин.

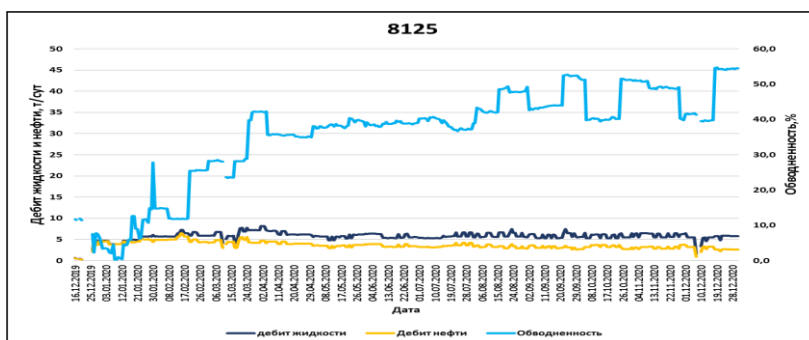


Рисунок 3.2.156– Динамика работы скважины 8125





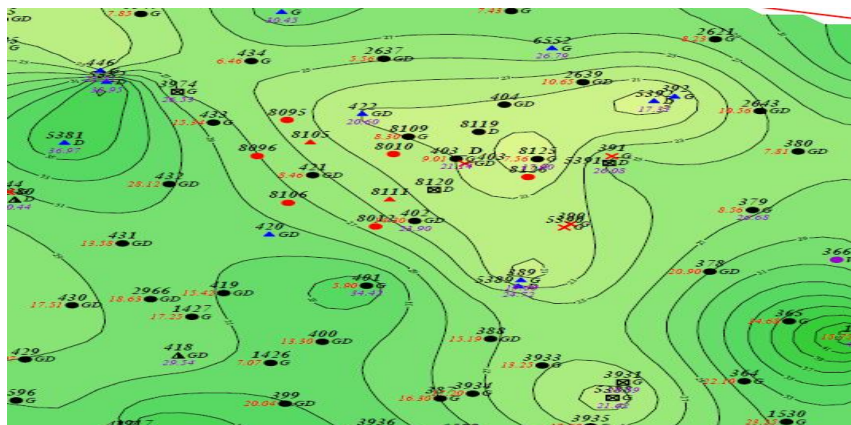


Рисунок 3.2.157– Карта изобар участка по состоянию на 01.01.2020г

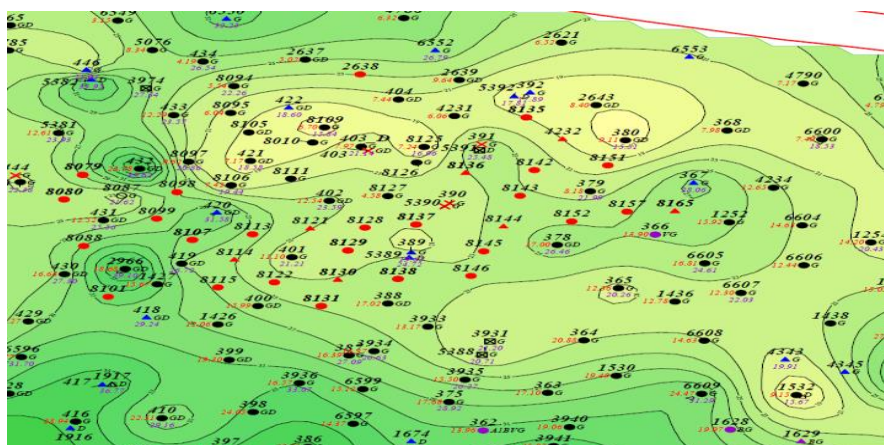


Рисунок 3.2.158– Карта изобар участка по состоянию на 01.01.2021г

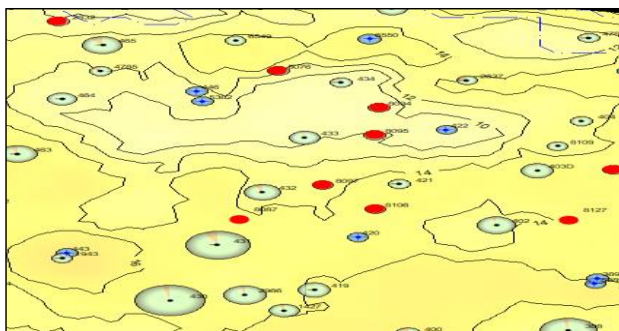


Рисунок 3.2.159– Район скважины 8087,8106



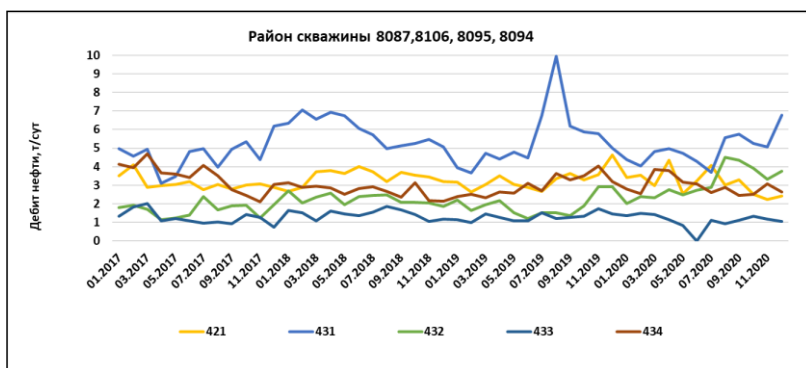


Рисунок 3.2.160– Технологические показатели ранее пробуренных скважин

В районе скважин 421, 431, 432, 433, 434 пробурены уплотняющие скважины 8087, 8097, 8106, 8095, 8094, 5076. После ввода уплотняющих скважин в ранее работающих скважинах 433 и 421 наблюдается снижение дебитов нефти с 3,4 до 2,4 т/сут и 1,7 до 1 т/сут, соответственно. По остальным скважинам 431, 432 и 434 снижение дебитов нефти не наблюдается, по некоторым скважинам показывает прирост нефти. Снижение производительности скважин наблюдается при увеличении бурении уплотняющих скважин и из-за отсутствия ППД.

Выводы:

1. Дебиты нефти новых уплотняющих скважин на уровне ранее пробуренных скважин, но дебиты жидкости и обводненность продукции в несколько раз ниже.
2. Технология уплотнения сетки скважин в центральной части месторождения показывает хорошие результаты.
3. При завершении сетки уплотняющих скважин, рекомендуется перевод скважин под закачку воды для организации ППД в зоне уплотнения.
4. Учитывая технологическую эффективность, рекомендуется в дальнейшем продолжить технологию уплотнения сетки скважин на центральном участке месторождения.

### 3.2.21 Опытно-промышленные испытания технологии уплотнения сетки скважин от 150 м до 106 м (9-ти точечная) на I и II объектах Восточного участка

После утверждения в Анализе разработки ОПИ по уплотнению сетки скважин от 150 м до 106 м на I объекте Восточного участка, в ковре бурения 2020 года запланировано бурение 4-х уплотняющих скважин (9307, 9206, 9205, 9308).

По состоянию на 01.01.2021 год было введено 5 скважин.



Таблица 3.2.103 – Показатели уплотняющих скважин Восточного участка I объекта

| №            | № скв | Гор  | Дата ввода | Начальные показатели |     |      | Показатели на 01.01.2021г. |     |      | Накопленные показатели по состоянию на 01.01.2021год |              |              |
|--------------|-------|------|------------|----------------------|-----|------|----------------------------|-----|------|--|--------------|--------------|
|              |       |      |            | Qж                   | Qн  | %    | Qж                         | Qн  | %    | Добыча жидкости                                      | добыча нефти | отр дни      |
| 1            | 9205  | A1Б  | 08.01.2020 | 9,7                  | 1,1 | 88,2 | 13,0                       | 1,4 | 89,5 | 5 228  | 619          | 352          |
| 2            | 9307  | A1БВ | 11.01.2020 | 12,4                 | 6,9 | 44,2 | 12,3                       | 1,6 | 87,3 | 4 170  | 866          | 351          |
| 3            | 9206  | A1Б  | 16.01.2020 | 15,9                 | 1,3 | 91,9 | 12,0                       | 1,7 | 85,6 | 4 201  | 1 039        | 347          |
| 4            | 9308  | A1Б  | 02.03.2020 | 5,9                  | 1,3 | 77,3 | 25,0                       | 2,9 | 88,2 | 4 882  | 1 197        | 301          |
| 5            | 9207  | A1Б  | 30.09.2020 | 7,5                  | 7,1 | 5,1  | 3,8                        | 2,6 | 30,9 | 392  | 330          | 92           |
| <b>Всего</b> |       |      |            |                      |     |      |                            |     |      | <b>18 873</b>  | <b>4 051</b> | <b>1 443</b> |

По состоянию на 01.01.2021 года средний дебит нефти уплотняющих скважин составляет 2,04 т/сут, дебит жидкости -13,2 т/сут, средняя обводненность продукции - 76,3%. Средний дебит в начале ввода скважин по нефти составляет 3,5т/сут, по жидкости-10,28т/сут, средняя обводненность составляет 61,3 %. Начальные средние показатели по нефти были выше на 70% текущих показателей.

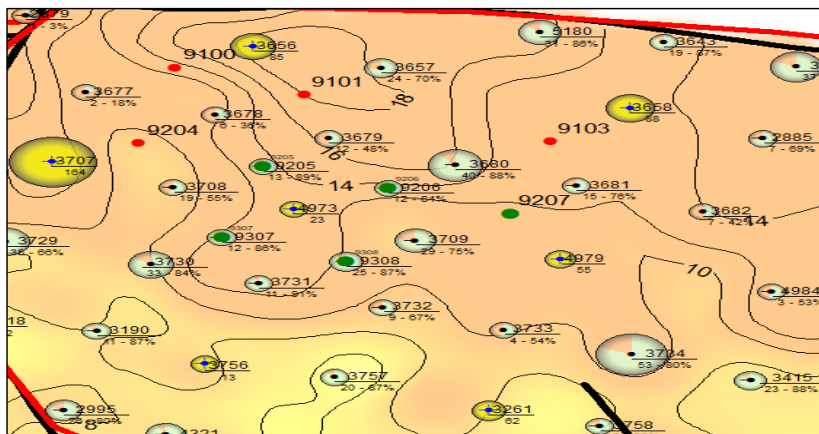


Рисунок 3.2.161– Выкопировка карты с расположением уплотняющих скважин.

Таблица 3.2.104– Показатели соседних скважин в районе уплотнения по состоянию на 01.01.2021г.

| № | №скв | показатели на 01.03.2021г. |            |                  |
|---|------|----------------------------|------------|------------------|
|   |      | Qжид т/сут                 | Qнеф т/сут | Обводненность, % |
| 1 | 3708 | 18,12                      | 6,67       | 63,19            |
| 2 | 3678 | 5,17                       | 2,34       | 54,82            |
| 3 | 3679 | 12,07                      | 5,31       | 56,02            |
| 4 | 3680 | 42,83                      | 4,20       | 90,20            |
| 5 | 3709 | 24,58                      | 6,19       | 74,81            |
| 6 | 3731 | 11,20                      | 0,66       | 94,14            |
| 7 | 3732 | 10,19                      | 1,88       | 81,59            |
| 8 | 3730 | 37,57                      | 6,83       | 81,83            |
| 9 | 3681 | 12,49                      | 2,48       | 80,17            |





Текущие дебиты ранее пробуренных скважин в зоне уплотнения изменяется по нефти от 0,66 до 6,8 т/сут, по жидкости 5,2 – 42,8т/сут и обводненностью от 54 – 94% (таблица-12.1.19).

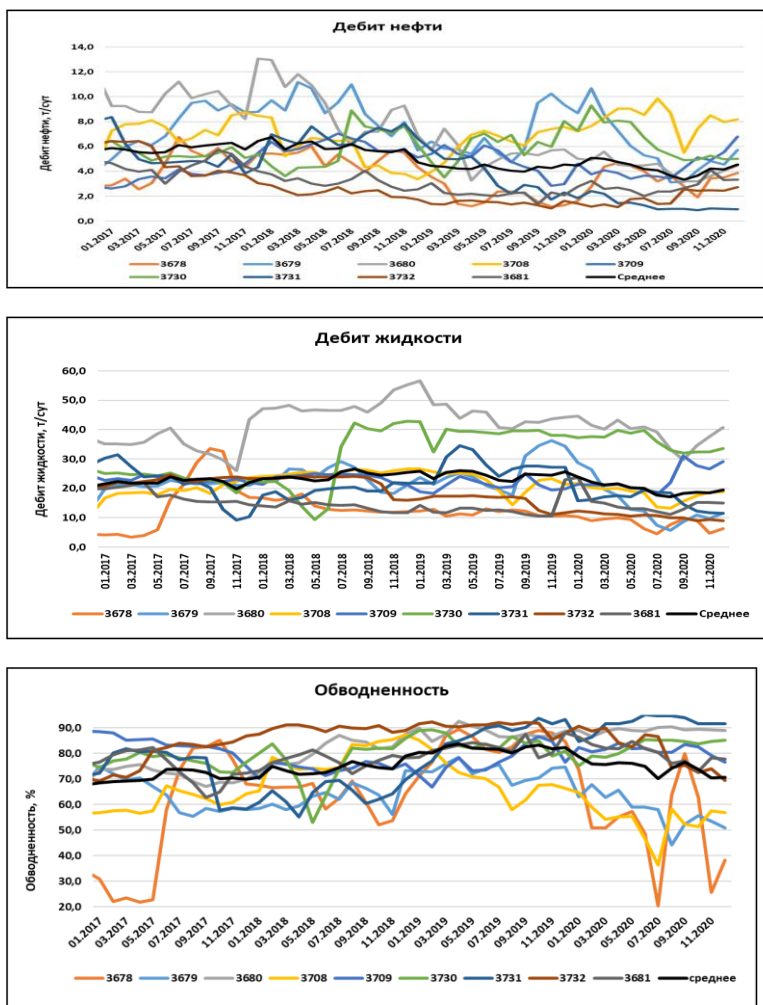


Рисунок 3.2.162– Динамика работы ранее пробуренных скважин

На рисунках приведены динамика технологических показателей ранее пробуренных скважин в зоне уплотнения, как видно из рисунков после уплотнения сетки (с 01.01.2020 по 01.01.2021гг) средний дебит нефти и жидкости по окружающим скважинам незначительно снижается и изменяется от 5,1т/сут до 4,6 т/сут и от 24 т/сут до 19,5 т/сут, соответственно.,



Также небольшое снижение наблюдается по обводненности продукции скважин от 78,8% до 70,6%.

Таблица 3.2.105– Плановые и средние показатели по уплотняющим скважинам

| № | № скв | Горизонт | Дата ввода | Плановые показатели |     |      | Средние показатели за декабрь 2020года |     |      | Откл. Qн |
|---|-------|----------|------------|---------------------|-----|------|--|-----|------|----------|
|   |       |          |            | Qж                  | Qн  | %    | Qж                                     | %   | Qн   |          |
| 1 | 9205  | A1Б      | 08.01.2020 | 10,8                | 2,6 | 76,1 | 13,0                                   | 1,4 | 89,5 | -1,2     |
| 2 | 9307  | A1БВ     | 11.01.2020 | 13,7                | 2,6 | 80,9 | 12,3                                   | 1,6 | 87,3 | -1,1     |
| 3 | 9206  | A1Б      | 16.01.2020 | 12,3                | 2,6 | 78,9 | 12,0                                   | 1,7 | 85,6 | -0,9     |
| 4 | 9308  | A1Б      | 02.03.2020 | 13,0                | 2,6 | 80,1 | 25,0                                   | 2,9 | 88,2 | 0,4      |
| 5 | 9207  | A1Б      | 30.09.2020 | 8,5                 | 2,1 | 75,7 | 3,8                                    | 2,6 | 30,9 | 0,6      |

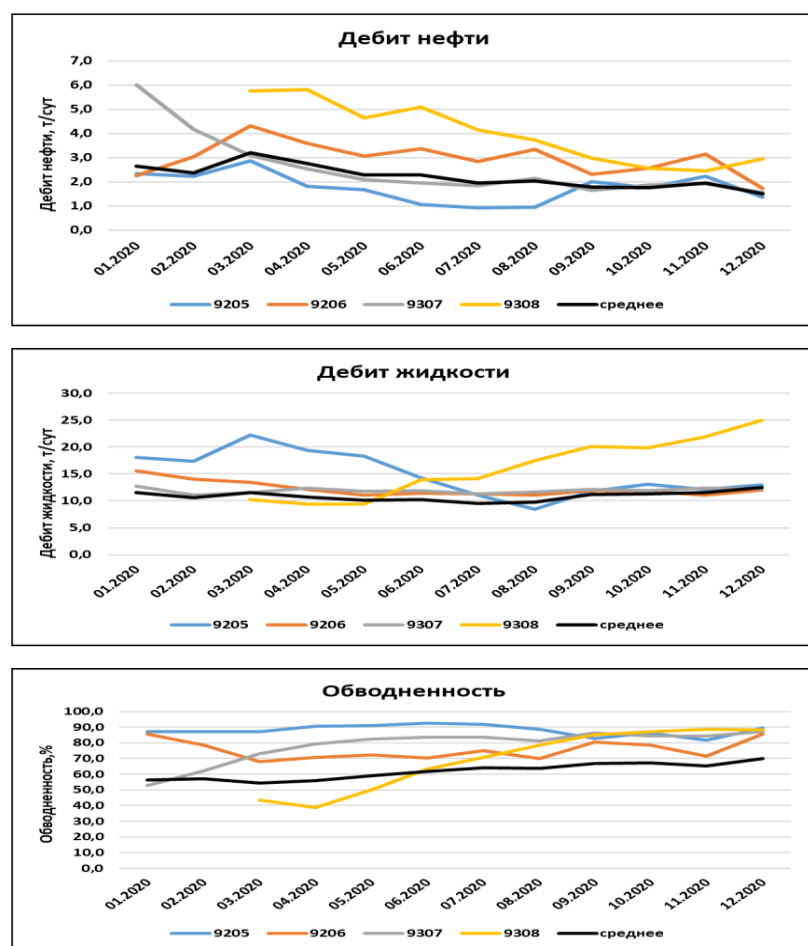


Рисунок 3.2.163– Динамика показателей новых уплотняющих скважин



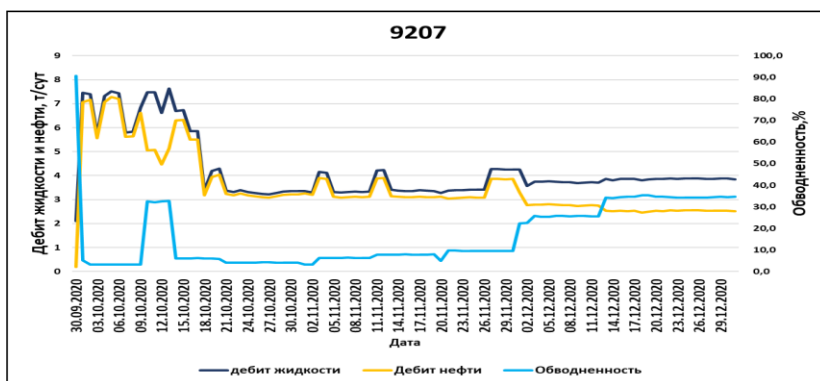


Рисунок 3.2.164– Динамика работы скважины 9207

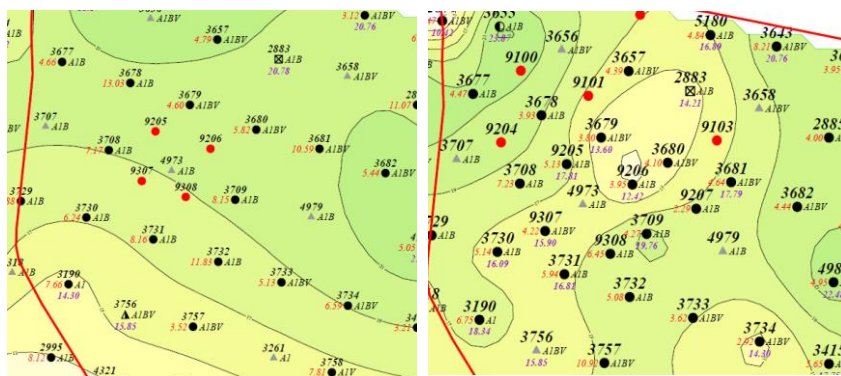


Рисунок 3.2.165– Выкопировка участка с карт изобар по состоянию на 01.01.2020 и 01.01.2021 гг.

На рисунке 12.1.60 представлено динамика показателей новых уплотняющих скважин. В течении года с момента ввода новых скважин наблюдается снижение дебитов нефти более 40%, снижение дебитов жидкости наблюдается в пределах 20%, кроме скважины 9308 где наблюдается увеличение дебита жидкости в 1,5 раза. В скважинах 9205 и 9206 обводненность продукции на уровне начальной, в скважинах 9307 и 9308 обводненность продукции увеличилась почти в 2 раза.

На рисунке приведена динамика работы скважины 9207 пробуренной в сентябре 2020года. Наблюдается в течении месяца снижение в 2 раза дебитов нефти и жидкости и увеличение обводненности продукции.

При сравнении Рпл с карты изобар до и после уплотнения сетки скважин наблюдается небольшое снижения пластового давления участка.



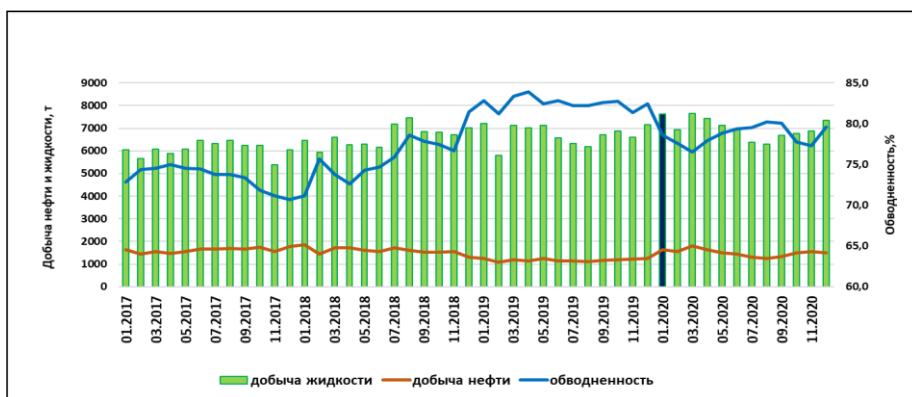


Рисунок 3.2.166– Показатели участка уплотнения

В целом по участку после уплотнения сетки наблюдается увеличение добычи нефти и жидкости и снижение обводненности продукции скважин. Накопленная добыча по всем уплотняющим скважинам Восточного участка 1 объекта составляет 4051 тонн.

Выводы:

1. Начальные и текущие дебиты нефти новых уплотняющих скважин ниже дебитов нефти ранее пробуренных скважин.
2. В целом по участку уплотнения скважин добыча нефти увеличилась на 20-30%, обводненность снизилась на 3-4%.
3. Учитывая технологическую эффективность, рекомендуется в дальнейшем продолжить технологию уплотнения сетки скважин на I объекте Восточного участка месторождения.
4. При завершении сетки уплотняющих скважин, рекомендуется перевод скважин в соответствие с их местоположением в уплотненной сетке скважин

### 3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

#### 3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки

Технологические показатели разработки месторождения зависят от ёмкостно-фильтрационных характеристик пласта, технологии и системы воздействия. Полученная в результате эксплуатационного бурения информация о геологическом строении залежей позволяет использовать модель послойного и зонально-неоднородного по продуктивности пласта.

В основу расчётной модели, принятой для прогноза показателей разработки, положена известная схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта [8].

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как двухфазность потока, различие вязкостей нефти и агента, начальное



положение ВНК. С учётом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Для совокупности элементов залежи использованы формулы динамики основных технологических показателей [8].

Построение расчётных моделей для месторождения Каражанбас проводилось в соответствии с фактическими данными о геологическом строении объектов, функцией распределения проницаемости по пластам и характером насыщения разреза. Учитывались данные о физических свойствах пластовых нефти, газа, воды и вытесняющих агентов.

Расчёт прогнозных технологических показателей разработки произведен по методике, основные принципы и положения которой приводятся в работе [8]. Данная методика применялась при составлении проектных документов на разработку месторождений Каражанбас, Каламкас, Кумколь, Северные Бузачи и др. Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном её совершенствовании. Методика имеет блочное строение формул, что даёт возможность описать гидродинамическую характеристику пласта с различной степенью детальности, в зависимости от поставленных задач и объёма исходной информации. Методика позволяет построить адекватную характеристику по ограниченной (представительной) выборке фактических данных, не требуя по каждому расчётному параметру полной совокупности значений.

### **3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки**

#### **3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки**

В соответствие с «Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан» [3] эксплуатационный объект или объект разработки - это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин. При выделении в разрезе многопластового месторождения двух или более объектов разработки необходимо, чтобы между ними располагались повсеместно прослеживающиеся по площади пачки непроницаемых пластов.

Продуктивный разрез месторождения Каражанбас характеризуется многопластовым строением, промышленная нефтегазоносность установлена в пластах неокотских отложений (А, Б, В, Г, Д) и в двух горизонтах юрских отложений – Ю-I и Ю-II, Ю-III.

Применение на месторождении тепловых методов, таких как закачка пара, вносит свои критерии для выделения объектов разработки. На основании отечественного и зарубежного опыта, основными требованиями для оценки пригодности нефтяной залежи к разработке термическими методами являются наличие вязких нефтей плотностью 0,934-1,0 г/см<sup>3</sup>, восприимчивых к снижению вязкости при их подогреве; глубина залегания



продуктивных пластов не должна превышать 900 м, т.к. потери тепла при этом небольшие; предпочтение отдаётся пластам с проницаемостью 0,5 мкм<sup>2</sup> и более, что допускает течение вязких нефтей; толщины пластов должны быть не менее 4-6 м, чтобы потери тепла свести к минимуму.

По концентрации запасов нефти около 95% от общего количества содержится в пластах А, Г и горизонте Ю-I. Поэтому эти три пласта взяты за базовые, составляющие соответственно I, II, III объект разработки, а остальные пласты разрабатываются совместно с базовыми. Пласты Б и В совместно с основным пластом А, пласт Д1 – с пластом Г, пласт Д2 и горизонт Ю-II – с горизонтом Ю-I.

Объединение пластов в объекты сделано, исходя из реального распространения по площади нефтенасыщенных пластов и горизонтов. Регулирование выработки запасов по пластам и горизонтам будет решаться, главным образом, закачкой. Для этого в нагнетательных скважинах будут перфорировать пласты-коллекторы, соответствующие перфорированным пластам-коллекторам реагирующих добывающих скважин.

На основании данных комплексного геолого-промыслового изучения месторождения Каражанбас, с учётом сложившейся истории и фактического состояния его разработки, необходимости достижения утверждённого коэффициента извлечения нефти, выделение эксплуатационных объектов остается прежним, принятым в Уточненном проекте разработки [6].

В 2019 г с целью уточнения перспективности доюрских отложений, а также поиска иных перспективных зон, специалисты КазНИПИмунайгаз, совместно с геологической службой АО КБМ, составили Программу проведения исследовательских работ на доюрские отложения месторождения Каражанбас, которая была утверждена в рамках Анализа разработки (Протокол ЦКРР 10/8 от 31.05.2019 г.).

Программа проведения исследовательских работ была предусмотрена в эксплуатационных скважинах, расположенных на западном и восточном поднятиях месторождения. На западном поднятии предполагалось отсутствие юрских отложений, где нижнемеловые отложения залегают непосредственно на доюрских отложениях.

По результатам бурения, опробования и исследования скважин, расположенных на западном поднятии, была выявлена нефтяная залежь. Стратиграфическая принадлежность продуктивного пласта к которой приурочена новая залежь, ранее предполагалась как триасовые. Однако по результатам палинологического анализа керна возраст пород датирован как юрский, предположительно средний отдел. Продуктивный горизонт назван Ю-III.

Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта приведены в таблице 3.4.1.



Таблица 3.4.1– Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

| Параметры   | Объекты  |            |        |   |  |       |        |   |       |        |                     |
|---|--|------------|--------|---|--|-------|--------|---|-------|--------|---------------------|
|   | I  |            |        |   | II   |       |        | III   |       |        | IV                  |
|   | центр  | запад      | восток | север   | центр  | запад | восток | центр   | запад | восток | центр               |
| 1   | 2  | 3          | 4      | 5   | 6  | 7     | 8      | 9   | 10    | 11     | 12                  |
| Средняя глубина залегания, м                                      | 270  | 330        | 260    | 460   | 334  | 378   | 324    | 380   | 450   | 370    | 333                 |
| Тип залежи  | Пластовая сводовая тектонически экранированная |            |        | Пластовая тектонически и литологически экранированная | Пластовая сводовая тектонически экранированная |       |        | Пластовая сводовая тектонически и стратиграфически экранированная |       |        | Массивная, сводовая |
| Тип коллектора  | Поровый  |            |        |   |  |       |        |   |       |        | Трещинный           |
| Площадь нефтегазоносности (C1+C2), тыс, м2                        | 33451  | 17056      | 28531  | 16432   | 30805  | 7679  | 25484  | 7800  | 8872  | 12190  | 6581                |
| Средняя общая толщина, м  | 38,4   |            |        |   | 21,6   |       |        | 25,7  |       |        | 70                  |
| Средняя нефтенасыщенная толщина, м                                | 7,4  | 7,4        | 7,6    | 7,8   | 12,4   | 7,0   | 7,4    | 15,6  | 14,7  | 21,4   | 17,3                |
| Средняя газонасыщенная толщина, м                                 |  |            |        |   |  |       |        | 2,4   |       |        |                     |
| Средняя пористость, доли ед,                                      | 0,35   |            |        |   | 0,35   |       |        | 0,33  |       |        | 0,07                |
| Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед,                           | 0,61   | 0,63       | 0,69   | 0,64  | 0,65   | 0,59  | 0,67   | 0,55  | 0,56  | 0,64   | 0,63                |
| Средняя проницаемость по керну, мкм2                              | 1,745  | 1,091      | 0,743  | -   | 0,860  | 1,586 | 1,271  | 1,267   | 0,724 | 1,111  | 1,5*10 <sup>6</sup> |
| Средняя проницаемость по ГИС, мкм2                                | 0,667  | 0,679      | 0,985  | 0,693   | 0,822  | 0,601 | 0,744  | 0,506   | 0,633 | 0,833  | 0,0007              |
| по данным гидродинамических исследований                          | 0,585  | 0,266      | 1,19   | 0,483   | 0,329  | 0,043 | 0,066  | 0,045   | 0,116 | 0,189  | 1,367               |
| Коэффициент песчанистости, доли ед,                               | 0,2  |            |        |   | 0,2  |       |        | 0,36  |       |        | 0,72                |
| Коэффициент расчленённости, доли ед,                              | 3,6  |            |        |   | 3,2  |       |        | 5,6   |       |        | 7,8                 |
| Пластовая температура, оС   | 32   | 39         | 47     | 56  | 35   | 32    | 56     | 34  | 34    | 61     | 30                  |
| Начальное пластовое давление, МПа                                 | 3,9  | 4,3        | 3,9    | 5,4   | 4  | 4,78  | 3,98   | 5,1   | 5     | 4,68   | 4                   |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с                        | 458  | 573        | 672    | 503   | 348  | 489   | 553    | 245   | 446   | 664    | 368,4               |
| Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м3                       | 922,9  | 923,4      | 921    | 918,7   | 917,3  | 926,2 | 924,3  | 915,0   | 918,4 | 920,2  | 930,4               |
| Плот-ть нефти в пов. Усл., кг/м3, при 20 0С                       | 939,1  | 939,1      | 939,1  | 939,1   | 942,3  | 942,3 | 942,3  | 936,5   | 936,5 | 936,5  | 942                 |
| Объемный коэффициент нефти, доли ед                               | 1,014  | 1,016      | 1,014  | 1,019   | 1,027  | 1,019 | 1,023  | 1,014   | 1,019 | 1,016  | 1,013               |
| Содержание серы в нефти, %  | 1,78   |            |        | 1,8   | 1,86   |       |        | 2,09  |       |        | 2,28                |
| Содержание парафина в нефти, %                                    | 2,2  |            |        |   | 2,1  |       |        | 2,2   |       |        | 2,1                 |
| Давление насыщения нефти газом, МПа                               | 1,41   | 1,53       | 1,21   | 1,85  | 2,09   | 2,02  | 1,76   | 1,96  | 1,60  | 1,19   | 2,05                |
| Газосодержание, м3/т  | 5,04   | 6,21       | 4,49   | 6,76  | 7,51   | 7,50  | 6,07   | 7,90  | 6,42  | 4,54   | 6,49                |
| Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с                         | 1,02   |            |        |   |  |       |        |   |       |        |                     |
| Плотность воды в пластовых условиях, г/см3                        | 1,031  |            |        |   | 1,033  |       |        | 1,035   |       |        | 1,033               |
| Плотность воды в пов. условиях, г/см3                             | 1,024  | 1,024      | 1,020  | 1,024   | 1,025  | 1,025 | 1,023  | 1,029   | 1,029 | 1,026  | 1,029               |
| Средняя продуктивность, м3/(сут*МПа)                              | 68,8   | 45,2       | 45,1   | 25,0  | 77,9   | 36,9  | 43,5   | 36,4  | 27,7  | 42,4   | 69,0                |
| Начальные геологические запасы нефти по категории В+С1/С2 тыс. т, | 40423  | 16190/1555 | 38656  | 19413   | 80771  | 6741  | 38049  | 14374   | 14029 | 40846  | 1485/1472           |



### **3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики**

Выбор и обоснование расчётных вариантов разработки проводились, исходя из положений «Единых правил ...» [3], «Методические рекомендации по составлению проектов разработки...» [1], на основании анализа разработки месторождения Каражанбас с использованием опыта разработки и проектирования месторождений такого типа.

Были рассчитаны основные технологические показатели нескольких вариантов разработки, различающиеся видами воздействия на пласт, плотностями сеток скважин, режимами работы скважин, темпами ввода скважин в разработку и другими характеристиками. Из них были выбраны наиболее оптимальные, по которым были рассчитаны технико-экономические показатели и к рассмотрению в настоящем проекте предложено 3 варианта разработки.

#### **Вариант 1 – базовый**

В качестве базового варианта разработки, представлена реализуемая в настоящее время система разработки на месторождении.

Основные положения реализуемого варианта разработки:

#### **1. На западном участке**

**I объект**- закачка холодной воды и продолжение чередующейся закачка пара и воды.

**II объект** – закачка холодной воды.

**III объект** – закачка холодной воды, продолжение ОПИ ЧЗПВ на 4 ячеек

На всех объектах Западного участка площадная 9-ти точечная система размещения скважин, расстояние между скважинами – 150 м

#### **2. На центральном участке**

**I объект**- закачка холодной воды

**II объект** – закачка холодной воды, продолжение ОПИ уплотнение сетки скважин до 100м.

**III объекта** – закачка холодной воды.

На всех объектах Центрального участка смешанная (рядная, очаговая) 7-ми точечная система размещения скважин, расстояние между скважинами – 150 м

#### **3. На восточном участке**

**I объект**- закачка пара, продолжение ОПИ уплотнения сетки скважин.

**II объект** – закачка пара.

**III объекта** – закачка пара, проведение ОПИ технологии раздельной закачки на 12 скважинах.

В зоне сочленения восток и центр – закачка холодной воды. На **I объекте** продолжение проведение ОПИ технологии закачки пара на 3 ячейках.





На всех объектах Восточного участка и зоны сочленения площадная 9-ти точечная система размещения скважин, расстояние между скважинами – 150 м, **на третьем объекте Восточного участка** – уплотнение сетки до 106 м

4. На **северном участке** – продолжение ОПИ ЧЗПВ на западном и центральном участке и продолжение ОПИ закачки холодной воды на восточном участке, площадная 9-ти точечная система размещения скважин, расстояние между скважинами – 150 м.

Для новой залежи Ю-III предусматривается разработка в естественном режиме без ППД, расстояние между скважинами 300 м.

Всего на месторождении планируется бурение 578 скважин.

**Вариант 2** предложен по результатам работы рабочей комиссии, где в рекомендации 6 сказано: «применить технологию закачки горячей воды в одной из вариантов разработки в новом проектом документе» (протокол от 13.08.2019 г.).

Основное отличие от первого варианта — это закачка горячей воды (80 °С) на западном и центральном участках.

1. На **западном участке**

**I объект**- закачка горячей воды и продолжение чередующейся закачка пара и воды.

**II объект** – закачка горячей воды.

**III объект** – закачка горячей воды

**Прибрежная зона** Западного участка разрабатывается с применением технологии ПТОС и агентом закачки является холодная вода.

На всех объектах Западного участка площадная 9-ти точечная система размещения скважин, расстояние между скважинами – 150 м, в прибрежной зоне в начале разработки расстояние между скважинами 300м.

2. На **центральном участке**

**I объект**- закачка горячей воды

**II объект** – закачка горячей воды, расширение уплотнения сетки скважин до 100м.

**III объекта** – закачка горячей воды.

На всех объектах Центрального участка смешанная (рядная, очаговая) 7-ми точечная система размещения скважин, расстояние между скважинами – 150 м

3. На **восточном участке**

**I объект**- закачка пара, расширение уплотнения сетки скважин.

**II объект** – закачка пара.

**III объекта** – закачка пара, проведение ОПИ технологии раздельной закачки на 12 скважинах.



В **зоне сочленения восток и центр** – закачка холодной воды. На **I объекте** продолжение проведение ОПИ технологии закачки пара на 3 ячейках.

На всех объектах Восточного участка и зоны сочленения площадная 9-ти точечная система размещения скважин, расстояние между скважинами – 150 м, **на третьем объекте Восточного участка** – уплотнение сетки до 106 м

4. На **северном участке** – продолжение ОПИ ЧЗПВ на западном и центральном участке и продолжение ОПИ закачки холодной воды на восточном участке, площадная 9-ти точечная система размещения скважин, расстояние между скважинами – 150 м.

Для новой залежи Ю-III предусматривается разработка в естественном режиме без ППД, расстояние между скважинами 300 м.

Всего на месторождении планируется бурение 1469 скважин.

Для новой залежи Ю-III предусматривается разработка в естественном режиме без ППД, расстояние между скважинами 300 м.

Термические методы (закачка пара, паротепловые обработки скважин, чередующаяся закачка пара и воды) являются уже хорошо опробованным при разработке пластов с высоковязкими нефтями. В основном, они способствуют снижению вязкости и улучшению пластических свойств нефти, позволяющих не только увеличивать продуктивность добывающих скважин, но и повышать коэффициенты вытеснения, охвата и в целом нефтеотдачу пласта.

**3 вариант** по ГТМ аналогичен вариантам 1 и 2 вариантам, по бурению расширение технологии уплотнения сетки скважин до 100 метров на Центральном участке II объекта и уплотнение сетки скважин до 106м на I и на II объектах Восточного участка. Применение технологии чередующей закачки пара и воды на первом и третьем объекте западного участка и продолжение ОПИ технологии ЧЗПВ на западной части Северного участка. Закачка воды в восточной и центральной части северного участка. В **зоне сочленения восток и центр** – первый и второй объект -закачка пара и воды, площадная 9-ти точечная система размещения скважин, расстояние между скважинами – 150 м.

1. На **западном участке**

**I объект**- закачка холодной воды и продолжение чередующейся закачка пара и воды.

**II объект** – закачка холодной воды.

**III объект** – закачка холодной воды и продолжение ОПИ технологии ЧЗПВ

**Прибрежная зона** Западного участка разрабатывается с применением технологии ПТОС и агентом закачки является холодная вода.



На всех объектах Западного участка площадная 9-ти точечная система размещения скважин, расстояние между скважинами – 150 м, в прибрежной зоне в начале разработки расстояние между скважинами 300м.

2. На **центральной** участке

**I объект**- закачка холодной воды, применение ОПИ технологии ЧЗПВ

**II объект** – закачка холодной воды, расширение технологии уплотнения сетки скважин до 100м.

**III объекта** – закачка холодной воды.

На всех объектах Центрального участка смешанная (рядная, очаговая) 7-ми точечная система размещения скважин, расстояние между скважинами – 150 м

3. На **восточном** участке

**I объект**- закачка пара, расширение технологии уплотнения сетки скважин.

**II объект** – закачка пара, проведение ОПИ технологии уплотнения сетки.

**III объекта** – закачка пара, расширение технологии раздельной закачки.

В зоне сочленения восток и центр на **I и II объекте** – агентами закачки является закачка пара и холодная вода.

На всех объектах Восточного участка и зоны сочленения площадная 9-ти точечная система размещения скважин, расстояние между скважинами – 150 м, **на первом и третьем объекте Восточного участка** – уплотнение сетки до 106 м

4. На **северном** участке – продолжение ОПИ ЧЗПВ на западном участке, на центральном участке и на восточном участках закачка холодной воды, площадная 9-ти точечная система размещения скважин, расстояние между скважинами – 150 м.

Для новой залежи Ю-III предусматривается разработка в естественном режиме без ППД, расстояние между скважинами 300 м.

Всего на месторождении планируется бурение 1830 скважин.

Основные исходные характеристики расчётных вариантов приведены в таблице 7.2-

7.29. По остальным вариантам приведены в приложениях 1-84



Таблица 3.4.2 - Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки

| Технологический участок   |     | Экспл. объект                                    | Варианты разработки                              |   |   |
|---|-----|--|--|---|---|
|   |     |  | 1 (базовый - текущее сост. раз-ки)               | 2   | 3 |
| Режим разработки- с ППД   |     |  |  |   |   |
| Предусмотренные методы воздействия и технологии                     |     |  |  |   |   |
| Запад   | I   | ЗХВ/ЧЗПВ   | ЗГВ/ЧЗПВ   | ЗХВ/ЧЗПВ  |   |
|   | II  | ЗХВ  | ЗГВ  | ЗХВ   |   |
|   | III | ЗХВ/ЧЗПВ   | ЗГВ  | ЗВ/ЧЗПВ (ОПИ)   |   |
| Прибрежная часть  | I   | -  | ПТОС+ЗХВ   | ПТОС+ЗХВ  |   |
|   | III | -  | ПТОС+ЗХВ   | ПТОС+ЗХВ  |   |
| центр   | I   | ЗХВ  | ЗГВ  | ЗХВ/ОПИ ЧЗПВ  |   |
|   | II  | ЗХВ/ОПИ- упл сетки ПТВ-2                         | ЗГВ ОПИ- упл сетки ПТВ-2                         | ЗХВ /упл. сетки (до 100 м)                            |   |
|   | III | ЗХВ  | ЗГВ  | ЗХВ   |   |
|   | IV  | без ППД+ (11скв)                                 | без ППД+ доп бурение                             | без ППД+ доп бурение                                  |   |
| восток  | I   | ЗП+(ОПИ упл сетки)                               | ЗП   | ЗП+расширение упл. сетки                              |   |
|   | II  | ЗП   | ЗП   | ЗП+(ОПИ упл. сетки)                                   |   |
|   | III | ЗП+ОПИ ОРЗ (2 скв)                               | ЗП   | ЗП+ расширение ОРЗ                                    |   |
| зона сочленения восток-центр  | I   | ЗХВ  | ЗГВ  | ЗП+ЗХВ  |   |
|   | II  | ЗХВ  | ЗГВ  | ЗП+ЗХВ  |   |
| север   | I   | ОПИ ЧЗПВ (запад+центр)+ЗХВ                       | ОПИ ЧЗПВ (запад+центр)+ЗХВ                       | ЗХВ (восток и центр. части)+ОПИ ЧЗПВ (зап. часть)     |   |
| Система размещения скважин, плотность сетки (расстояние между скв.) |     |  |  |   |   |
| запад   | I   | площадная 9-ти точечная, 150 м                   | площадная 9-ти точечная, 150 м                   | площадная 9-ти точечная, 150 м                        |   |
|   | II  |  |  |   |   |
|   | III |  |  |   |   |
| Центр   | I   | Смешанная (7-ми точечная, рядная, очаговая) 150м | Смешанная (7-ми точечная, рядная, очаговая) 150м | Смешанная (7-ми точечная, рядная, очаговая) 150м      |   |
|   | II  |  |  | Смешанная (7-ми точечная, рядная, очаговая) 150м/100м |   |
|   | III |  |  | Смешанная (7-ми точечная, рядная, очаговая)150м       |   |
|   | IV  | 300 м  | 300 м  | 300 м   |   |
| Восток  | I   | площадная 9-ти точечная, 150 м                   | площадная 9-ти точечная, 150 м                   | площадная 9-ти точечная, 150 м/106 м                  |   |
|   | II  | площадная 9-ти точечная,150 м                    | площадная 9-ти точечная,150 м                    |   |   |
|   | III | площадная 9-ти точечная, 150 м./106м             | площадная 9-ти точечная, 150 м./106 м            |   |   |
| Зона сочленения восток-центр  | I   | площадная 9-ти точечная, 150 м                   | площадная 9-ти точечная, 150 м                   | площадная 9-ти точечная, 150 м                        |   |
|   | II  |  |  |   |   |
| Север   | I   | площадная 9-ти точечная, 150 м                   | площадная 9-ти точечная, 150 м                   | площадная 9-ти точечная, 150 м                        |   |



### **3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт**

В качестве рабочих агентов для воздействия на пласт на месторождении Каражанбас в настоящее время используется пар и сточная нефтепромысловая вода. Производство пара осуществляется на пресной волжской воде. Подробная характеристика состава закачиваемых вод и требования к системе ППД изложены в разделе 6.5.

### **3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки**

Основой методики прогноза технологических показателей разработки при проектировании является принимаемая схема-модель нефтяного пласта. Расчёт прогнозных технологических показателей разработки произведен по методике, основные принципы и положения которой приводятся в работе [25].

Данная методика применялась при составлении проектных документов на разработку месторождений Каражанбас, Каламкас, Кумколь, Северные Бузачи и др. Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном её совершенствовании. Методика имеет блочное строение формул, что даёт возможность описать гидродинамическую характеристику пласта с различной степенью детальности, в зависимости от поставленных задач и объёма исходной информации. Методика позволяет построить адекватную характеристику по ограниченной (представительной) выборке фактических данных, не требуя по каждому расчётному параметру полной совокупности значений.

### **3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения.**

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объёма пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему поровому объёму пласта. Для расчёта коэффициента охвата процессом вытеснения ( $k_1$ ) использовались следующие формулы.

$$k_1 = k_1^I * k_1^{II} \quad [18],$$

где  $k_1^I$  коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон.



$$k_1^I = 1 - (h_{\text{нmin}}/h_{\text{внз}})^2 \quad [19],$$

где  $h_{\text{нmin}}$  – нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы не отбираются по экономическим соображениям, м (п. 4.1);

$h_{\text{внз}}$  – средняя эффективная толщина водонефтяной зоны, м.

$k_1^{\text{II}}$  – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов.

$$k_1^{\text{II}} = \exp(-m_p * S^I * W^2/d^2) \quad [20],$$

где  $m_p$  – соотношение эксплуатационных и нагнетательных рядов при соответствующей системе размещения скважин (3-х рядной, семиточечной, пятиточечной). При площадной и избирательной системах заводнения, если соотношение добывающего фонда к нагнетательному ( $m$ )  $\geq 3$ , то  $m_p = 1$ ; если  $m = 6-8$ ,  $m_p = 2$ .

$W^2$  – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, при взаимном совершенно хаотическом размещении зон пласта-коллектора и пласта-неколлектора;

$d$  – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов;

$S^I$  – площадь на одну скважину, км<sup>2</sup>.

Значения коэффициента охвата процессом вытеснения ( $k_1$ ), рассчитанные для всех рассматриваемых вариантов представлены в разделе 4 (таблица 4.18).

### **3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей**

#### **3.5.1 Нормативы капитальных вложений**

Расчет стоимости капитальных вложений, необходимых при разработке месторождения Каражанбас производился с использованием укрупненных показателей стоимости строительства. Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии и технике добычи, подготовке и транспортировке продукции УВ, а также данные по удельным объемам строительства.

Предполагаемые объемы инвестиционных затрат базируются на укрупненных удельных показателях стоимости, связанных как с бурением скважин, также с характеристиками и количеством оборудования, необходимого для строительства



намеченных объектов, которые включают в себя издержки по инвестициям в основной капитал, состоящие из следующих расходов:

- стоимости основного и вспомогательного оборудования, потребных материалов;
- затрат на строительные-монтажные и пусконаладочные работы;
- прочих платежей.

В расчетах экономических показателей вариантов разработки месторождения капитальные затраты оценивались укрупненно в текущих ценах по следующим направлениям:

- затраты на строительство скважин;
- затраты на надземное строительство;
- затраты на инфраструктуру;
- затраты на внешние коммуникации.

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производился в соответствии с объемными технологическими показателями по каждому варианту разработки и удельными затратами на единицу в разрезе по следующим объектам:

- бурение 1 добывающей вертикальной скважины – 187,7 тыс.\$;
- бурение 1 добывающей наклонно-направленной скважины - 200,9 тыс.\$;
- бурение 1 паронагнетательной скважины - 187,7 тыс.\$;
- установка 1 ед. станка-качалки – 21,0 тыс.\$;
- обустройство 1 ед. добывающей нефтяной скважины – 47,8 тыс.\$;
- обустройство 1 ед. нагнетательной скважины – 47,8 тыс.\$;
- установка на устьях 1 ед. инд. СКЖ - 10,5 тыс.\$;
- установка 1 ед. МПУ YZG -18-17-G – 1 351,7 тыс.\$;
- прокладка 1 км. выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 3") (6МПа) – 58,7 тыс.\$;
- прокладка 1 км. выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 4") – 58,3 тыс.\$;
- монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) на 1 ед. – 1,1 тыс.\$;
- прокладка 1 км. стационарных паропроводов к паронагнетательным скважинам – 42,8 тыс.\$;
- прокладка 1 км. дополнительного коллектора (8", СПТ) – 98,6 тыс.\$;



- строительство защитной дамбы (9 749 м.) – 609,7 тыс.\$;
- резервуар для исходной воды – 16-20 м<sup>3</sup> – 19,8 тыс.\$;
- система предварительной очистки – 68,8 тыс.\$;
- система ультрафильтрации – 357,7 тыс.\$;
- резервуар для воды из системы УФ – 16-20 м<sup>3</sup> – 19,8 тыс.\$;
- система дозирования для обратного осмоса и механическая фильтрация – 59,8 тыс.\$;
- система обратного осмоса – 57,0 тыс.\$;
- резервуары для подготовленной воды – 2 \* 50% загрузки, 8-10 м<sup>3</sup> – 31,2 тыс.\$;
- системы дозирования реагентов (пост-хлорирование, корректировка pH) – 2,3 тыс.\$;
- система промывки и очистки установки ОО – 81,4 тыс.\$;

За основу стоимости строительства эксплуатационной скважины принята плановая стоимость согласно бизнес-плану недропользователя по месторождению Каражанбас.

Капитальные вложения в объекты подготовки и перекачки нефти, а также в направления, связанные с общепромысловыми задачами рассчитывались с учетом существующих нормативов по АО «Каражанбасмунай».

### 3.5.2 Нормативы эксплуатационных затрат

Для расчета нормативов эксплуатационных затрат проанализированы фактические затраты недропользователя на основе данных финансового отчета АО «Каражанбасмунай» по месторождению Каражанбас.

Нормативы эксплуатационных затрат определялись на основе данных о структуре себестоимости нефти и газа, рассчитанных за 2020 год и представлены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 - Нормативы расчета эксплуатационных затрат

| Наименование показателей                    | ЕИ            | Значения |
|---|---------------|----------|
| 1   | 2             | 3        |
| Коэффициенты перевода нефти                 | баррель/тонна | 7,23     |
| Обменный курс иностранной валюты            | тенге/\$      | 430      |
| Минимальный расчетный показатель            | тенге         | 2 917    |
| <b>Стоимость реализации по направлениям</b> |               |          |
| <b>НЕФТИ</b>                                |               |          |
| НА ЭКСПОРТ                                  | \$/тонн       | Цены КМГ |
| НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК 2021 г.                 | \$/тонн       | 123,26   |
| НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК 2022 - 2024 гг.         | \$/тонн       | 132,56   |
| НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК с 2025 г.               | \$/тонн       | 141,86   |
| <b>ТОВАРНОГО ГАЗА</b>                       |               |          |
| НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК                         | \$/тыс.м.3    | 0        |
| <b>Реализация по направлениям</b>           |               |          |





|  |                  |        |
|--|------------------|--------|
| <b>НЕФТИ</b>   |                  |        |
| НА ЭКСПОРТ   | %                | 84     |
| НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК  | %                | 16     |
| <b>ТОВАРНОГО ГАЗА</b>  |                  |        |
| НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК  | %                | 0      |
| <b>КОНДЕНСАТА</b>  |                  |        |
| НА ЭКСПОРТ   | %                | 0,6    |
| НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК  | %                | 0,4    |
| <b>Транспортные тарифы по направлениям</b>   |                  |        |
| <b>НЕФТИ</b>   |                  |        |
| НА ЭКСПОРТ   | \$/тонн          | 51,34  |
| НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК  | \$/тонн          | 1,92   |
| <b>Эксплуатационные затраты</b>  |                  |        |
| Условно-постоянные затраты на 1 скважину в год   | тыс.\$/скв.      | 13,7   |
| Условно-постоянные затраты на 1 работника  | тыс.\$/чел.      | 5,1    |
| Условно-переменные затраты на 1 тонну добываемой нефти   | \$/тонну         | 5,5    |
| Условно-переменные затраты   |                  |        |
| на 1 тонну добываемой жидкости   | \$/тонну         | 0,5    |
| Численность персонала ППП  | чел.             | 1982,0 |
| Численность персонала АУП  | чел.             | 206,0  |
| Средняя стоимость покупной электроэнергии для офиса  | \$/кВт-час       | 0,04   |
| Услуги непроизводственного характера выполненные сторонними организациями (условно-переменные) | \$/1т.УВ         | 1,42   |
| Общепроизводственные и административные расходы, зависящие от численности АУП                  | тыс.\$/1раб. АУП | 7,30   |
| Материалы административно-хозяйственного назначения  | тыс.\$/1раб. АУП | 0,45   |
| Общие и административные расходы на 1 работника АУП и ОПП                                      | тыс. \$/чел.     | 6,22   |
| Прочие общепроизводственные затраты  | тыс.\$/год       | 736,83 |
| Затраты на обучение казахстанских специалистов в производственных расходах                     | тыс.\$/чел.ППП   | 0,07   |
| Затраты на обучение казахстанских специалистов в непроизводственных расходах                   | тыс\$/чел.АУП    | 0,10   |
| Стоимость 1 скважино-операции по:  |                  |        |
| Ремонтно-изоляционные работы (РИР)   | тыс.\$           | 21,3   |
| Перевод добывающих скважин под нагнетание  | тыс.\$           | 25,6   |
| Возврат на другой горизонт добывающих скважин  | тыс.\$           | 38,8   |
| Возврат на другой горизонт нагнетательных  | тыс.\$           | 38,8   |
| Перевод из нагнетательных в добывающие   | тыс.\$           | 25,6   |
| Перевод добывающих скважин в консервацию   | тыс.\$           | 25,6   |
| Вывод из бездействия добывающих скважин  | тыс.\$           | 16,4   |
| Вывод из консервации добывающих скважин  | тыс.\$           | 0,0    |
| Затраты на Полимерное заводнение   | тыс.\$           | 3,7    |
| Затраты на ПВР (дострел, перестрел)  | тыс.\$           | 26,9   |



Продолжение таблицы 3.5.1 - Нормативы расчета эксплуатационных затрат

| Наименование показателей   | ЕИ                | Значения  |
|--|-------------------|-----------|
| 1  | 2                 | 3         |
| Средняя ФОТ ОПП (вкл. ИПН и ОПВ) на 1 работника ОПП в месяц      | \$                | 2057      |
| Средняя ФОТ АУП (вкл. ИПН и ОПВ на 1 работника АУП в месяц       | \$                | 3291      |
| Методы начисления амортизации - производственный                 |                   |           |
| Норма расчета амортизации  | %                 | 15        |
| Остаточная стоимость ОС и НМА                                    | тыс.\$            | 192 379   |
| По группам и подгруппам основных средств в целях налогообложения |                   | расчетная |
| Фискальный режим (Налоги и Платежи)                              |                   |           |
| КПН  | %                 | 20        |
| НДС  | %                 | 12        |
| Экспортная таможенная пошлина 2021 год                           | \$ за тонну       | 40        |
| Экспортная таможенная пошлина 2022 год                           | \$ за тонну       | 50        |
| Экспортная таможенная пошлина 2023-2025 годы                     | \$ за тонну       | 60        |
| Отчисления в НПФ   | %                 | 10        |
| Социальный налог до 2025 г.                                      | %                 | 9,5       |
| Социальный налог с 2025 г.                                       | %                 | 11        |
| Индивидуальный подоходный налог у источника выплат               | %                 | 10        |
| Налог на имущество   | %                 | 1,50      |
| ОСМС (позапно 2020-2022 гг.):                                    |                   |           |
| с 01.01.2020 г. – по 31.12.2021 г.                               |                   | 2%        |
| с 01.01.2022 г.  |                   | 3%        |
| Обязательные профессиональные пенсионные взносы (ОППВ) с 2014 г. |                   | 5%        |
| Норматив отчисления в ликвид. фонд от объема добычи нефти        | \$/тонну нефти    | 5,61      |
| Норматив технологических потерь нефти                            | %                 | 0,0975    |
| Норматив расхода газа на собственные нужды                       | м³/тн             | 47,14     |
| Рентный налог на экспортируемую сырую нефть                      | по шкале НК РК    |           |
| НДПИ от объема добычи нефти и газа, льготная ставка с 2014 г.    | 0,5%              |           |
| Экспортная таможенная пошлина                                    | по приказу МНЭ РК |           |

#### 4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

##### 4.1 Технологические показатели вариантов разработки



4.1.1 Технологические показатели вариантов разработки

Таблица 4.1.1 – Вариант-3. Месторождение Каражанбас. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости.

| Годы | Годо-<br>вая<br>добыча<br>нефти | Темп отбора от<br>утв.извлеч. запасов |        | Накопл.<br>добыча<br>нефти | Отбор<br>от утв.<br>извлеч.<br>запасов | Кoeff<br>нефте-<br>извлечен. | Годовая<br>добыча<br>жидкости | Накопленная<br>добыча<br>жидкости | Обвод<br>ненность | Закачка рабочего агента        |                        |        |          |          | Компенс.<br>отбора<br>закачкой | Компенс<br>отбора<br>закачкой<br>с учетом<br>закон.скв. | Добыча<br>нефтяного газа |                  |
|------|---------------------------------|---------------------------------------|--------|----------------------------|--|------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|-------------------|--------------------------------|------------------------|--------|----------|----------|--------------------------------|---|--------------------------|------------------|
|      |                                 | начальн.                              | текущ. |                            |  |                              |                               |                                   |                   | годовая                        |                        |        | накопл.  |          |                                |   | годо-<br>вая             | накоп-<br>ленная |
|      |                                 |                                       |        |                            |  |                              |                               |                                   |                   | воды в<br>законтурные.<br>скв. | воды в<br>наг.<br>скв. | пара   | воды     | пара     |                                |   |                          |                  |
|      | тыс.т                           | %                                     | %      | тыс.т                      | %                                      | д.ед.                        | тыс.т                         | тыс.т                             | %                 | тыс.м3                         | тыс.м3                 | тыс.т  | тыс.т    | тыс.т    | %                              | %   | млн.м³                   | млн.м³           |
| 1    | 2                               | 3                                     | 4      | 5                          | 6                                      | 7                            | 8                             | 9                                 | 10                | 11                             | 12                     | 13     | 14       | 15       | 16                             | 17  | 18                       | 19               |
| 2021 | 2100,1                          | 2,2                                   | 5,2    | 57715,1                    | 60,3                                   | 0,186                        | 23242,7                       | 424968,5                          | 91,0              | 14895,3                        | 6247,3                 | 5473,3 | 134689,6 | 102173,4 | 51,2                           | 97,6  | 56,2                     | 637,1            |
| 2021 | 2100,2                          | 2,19                                  | 5,24   | 57715,3                    | 60,3                                   | 0,186                        | 23244,2                       | 424970,0                          | 91,0              | 14896,5                        | 6247,6                 | 5473,6 | 134689,9 | 102173,7 | 51,2                           | 97,6  | 56,2                     | 637,1            |
| 2022 | 2140,4                          | 2,24                                  | 5,64   | 59855,7                    | 62,5                                   | 0,192                        | 23293,0                       | 448263,0                          | 90,8              | 8486,2                         | 6461,4                 | 5438,9 | 141151,3 | 107612,6 | 51,8                           | 78,3  | 57,8                     | 694,9            |
| 2023 | 2165,8                          | 2,26                                  | 6,04   | 62021,5                    | 64,8                                   | 0,199                        | 23547,5                       | 471810,5                          | 90,8              | 8593,1                         | 6583,6                 | 5637,2 | 147734,9 | 113249,8 | 52,7                           | 79,1  | 59,4                     | 754,2            |
| 2024 | 2177,1                          | 2,28                                  | 6,46   | 64198,6                    | 67,1                                   | 0,206                        | 23756,7                       | 495567,3                          | 90,8              | 8841,5                         | 6533,1                 | 5727,4 | 154268,0 | 118977,2 | 52,4                           | 79,3  | 60,5                     | 814,7            |
| 2025 | 2186,0                          | 2,28                                  | 6,94   | 66384,7                    | 69,4                                   | 0,213                        | 23992,3                       | 519559,6                          | 90,9              | 9040,2                         | 6561,1                 | 5675,4 | 160829,1 | 124652,6 | 51,8                           | 79,1  | 61,4                     | 876,1            |
| 2026 | 2143,7                          | 2,24                                  | 7,31   | 68528,4                    | 71,6                                   | 0,220                        | 23767,0                       | 543326,6                          | 91,0              | 8997,3                         | 6421,0                 | 5526,8 | 167250,1 | 130179,5 | 51,0                           | 78,5  | 60,4                     | 936,5            |
| 2027 | 2092,1                          | 2,19                                  | 7,70   | 70620,4                    | 73,8                                   | 0,227                        | 23502,8                       | 566829,5                          | 91,1              | 8961,2                         | 6244,6                 | 5385,7 | 173494,7 | 135565,2 | 50,2                           | 77,9  | 59,2                     | 995,7            |
| 2028 | 2075,3                          | 2,17                                  | 8,28   | 72695,7                    | 76,0                                   | 0,234                        | 23841,2                       | 590670,7                          | 91,3              | 9298,3                         | 6262,6                 | 5352,3 | 179757,3 | 140917,4 | 49,5                           | 77,7  | 58,8                     | 1054,5           |
| 2029 | 2054,2                          | 2,15                                  | 8,93   | 74749,9                    | 78,1                                   | 0,240                        | 24205,8                       | 614876,5                          | 91,5              | 9693,3                         | 6253,3                 | 5282,3 | 186010,6 | 146199,8 | 48,4                           | 77,4  | 58,4                     | 1112,9           |
| 2030 | 2015,1                          | 2,11                                  | 9,62   | 76765,0                    | 80,2                                   | 0,247                        | 24334,3                       | 639210,8                          | 91,7              | 9900,0                         | 6214,2                 | 5207,3 | 192224,8 | 151407,0 | 47,7                           | 77,2  | 57,3                     | 1170,3           |
| 2031 | 1963,2                          | 2,05                                  | 10,37  | 78728,2                    | 82,3                                   | 0,253                        | 24264,4                       | 663475,1                          | 91,9              | 9910,0                         | 6186,2                 | 5061,1 | 198411,0 | 156468,1 | 47,1                           | 76,7  | 56,1                     | 1226,4           |
| 2032 | 1886,1                          | 1,97                                  | 11,12  | 80614,3                    | 84,2                                   | 0,259                        | 23884,5                       | 687359,6                          | 92,1              | 9657,7                         | 6135,7                 | 4886,1 | 204546,6 | 161354,3 | 46,9                           | 76,2  | 54,0                     | 1280,5           |
| 2033 | 1811,7                          | 1,89                                  | 12,01  | 82426,0                    | 86,1                                   | 0,265                        | 23562,6                       | 710922,2                          | 92,3              | 9451,2                         | 6094,8                 | 4717,7 | 210641,4 | 166072,0 | 46,6                           | 75,8  | 52,0                     | 1332,5           |
| 2034 | 1731,6                          | 1,81                                  | 13,05  | 84157,6                    | 87,9                                   | 0,271                        | 23164,7                       | 734086,9                          | 92,5              | 9263,3                         | 5964,8                 | 4554,9 | 216606,2 | 170626,9 | 46,2                           | 75,2  | 49,7                     | 1382,1           |
| 2035 | 1654,4                          | 1,73                                  | 14,34  | 85812,0                    | 89,7                                   | 0,276                        | 22736,5                       | 756823,4                          | 92,7              | 9020,6                         | 5856,5                 | 4380,2 | 222462,7 | 175007,1 | 45,8                           | 74,6  | 47,5                     | 1429,7           |
| 2036 | 1570,5                          | 1,64                                  | 15,89  | 87382,5                    | 91,3                                   | 0,281                        | 22481,7                       | 779305,1                          | 93,0              | 8944,6                         | 5761,7                 | 4200,1 | 228224,4 | 179207,2 | 45,1                           | 74,0  | 45,1                     | 1474,8           |
| 2037 | 1487,3                          | 1,55                                  | 17,89  | 88869,8                    | 92,9                                   | 0,286                        | 22112,6                       | 801417,7                          | 93,3              | 8770,5                         | 5649,7                 | 4009,9 | 233874,1 | 183217,1 | 44,4                           | 73,3  | 42,8                     | 1517,6           |
| 2038 | 1410,3                          | 1,47                                  | 20,66  | 90280,1                    | 94,3                                   | 0,290                        | 21765,4                       | 823183,1                          | 93,5              | 8601,9                         | 5548,2                 | 3835,5 | 239422,4 | 187052,6 | 43,9                           | 72,6  | 40,7                     | 1558,3           |
| 2039 | 1337,8                          | 1,40                                  | 24,70  | 91617,9                    | 95,7                                   | 0,295                        | 21457,3                       | 844640,4                          | 93,8              | 8463,7                         | 5450,8                 | 3672,0 | 244873,2 | 190724,5 | 43,3                           | 72,0  | 38,6                     | 1596,9           |
| 2040 | 1269,1                          | 1,33                                  | 31,11  | 92887,0                    | 97,1                                   | 0,299                        | 21169,6                       | 865810,0                          | 94,0              | 8335,1                         | 5360,4                 | 3515,7 | 250233,6 | 194240,2 | 42,7                           | 71,3  | 36,7                     | 1633,7           |
| 2041 | 1204,8                          | 1,26                                  | 42,88  | 94091,8                    | 98,3                                   | 0,303                        | 20883,1                       | 886693,0                          | 94,2              | 8200,6                         | 5272,7                 | 3370,2 | 255506,2 | 197610,4 | 42,2                           | 70,7  | 34,9                     | 1668,6           |
| 2042 | 1140,8                          | 1,19                                  | 71,08  | 95232,6                    | 99,5                                   | 0,306                        | 20586,2                       | 907279,2                          | 94,5              | 8047,3                         | 5193,1                 | 3218,8 | 260699,3 | 200829,2 | 41,6                           | 70,1  | 33,2                     | 1701,8           |
| 2043 | 1082,5                          | 1,13                                  | 233,21 | 96315                      | 100,6                                  | 0,310                        | 20318,5                       | 927597,7                          | 94,7              | 7916,7                         | 5114,2                 | 3085,6 | 265813,6 | 203914,9 | 41,1                           | 69,5  | 31,5                     | 1733,3           |



Таблица 4.1.2 – Вариант-3. Месторождение Каражанбас. Характеристика основного фонда скважин.

| Годы | Ввод скважин из бурения |                             |               |            |           |              | Фонд скв. с нач. разр. | Экспл бур. с нач. разр. | Выбытие скважин |       | Фонд доб. скв. на конец года |         | Перевод под нагнет. |      | Вывод из б/д |      | Возврат с ниж. гориз. | Перевод/возврат на др. гор. | Фонд нагн. скв. на конец года |                  |                  |         |                  |                  | Средне годовой дебит на 1 скважину |       |        | Прием. 1 нагн. скважины |         |
|------|-------------------------|-----------------------------|---------------|------------|-----------|--------------|------------------------|-------------------------|-----------------|-------|------------------------------|---------|---------------------|------|--------------|------|-----------------------|-----------------------------|-------------------------------|------------------|------------------|---------|------------------|------------------|------------------------------------|-------|--------|-------------------------|---------|
|      | всего                   | добыв. верт. (в т.ч. накл.) | добыв. гориз. | нагн. вода | нагн. пар | Законтур ВНС |                        |                         | доб             | нагн. | экспл.                       | действ. | воды                | пара | доб          | нагн | под доб.              |                             | экспл.                        | в т.ч. водо-наг. | в т.ч. паро-наг. | действ. | в т.ч. водо-наг. | в т.ч. паро-наг. | нефти                              | жидк. | газа   | по воде                 | по пару |
|      | ед.                     | ед.                         | ед.           | ед.        | ед.       | ед.          | ед.                    | тыс.м                   | ед.             | ед.   | ед.                          | ед.     | ед.                 | ед.  | ед.          | ед.  | ед.                   | ед.                         | ед.                           | ед.              | ед.              | ед.     | ед.              | ед.              | т/сут                              | т/сут | м³/сут | м³/сут                  | т/сут   |
| 1    | 2                       | 3                           | 4             | 5          | 6         | 7            | 8                      | 9                       | 10              | 11    | 12                           | 13      | 14                  | 15   | 16           | 17   | 18                    | 19                          | 20                            | 21               | 22               | 23      | 24               | 25               | 26                                 | 27    | 28     | 29                      | 30      |
| 2021 | 90                      | 83                          | 0             | 0          | 4         | 3            | 4195                   | 1468,3                  | 0               | 0     | 2909                         | 2888    | 6                   | 20   | 3            | 0    | 12                    | 12                          | 801                           | 477              | 324              | 784     | 460              | 324              | 2,11                               | 23,36 | 56,5   | 39,3                    | 68,0    |
| 2022 | 120                     | 115                         | 0             | 0          | 5         | 0            | 4315                   | 1510,3                  | 0               | 0     | 3011                         | 2990    | 3                   | 15   | 5            | 0    | 10                    | 10                          | 824                           | 480              | 344              | 807     | 463              | 344              | 2,06                               | 22,43 | 55,7   | 41,0                    | 61,7    |
| 2023 | 120                     | 115                         | 0             | 0          | 5         | 0            | 4435                   | 1552,3                  | 0               | 0     | 3119                         | 3098    | 5                   | 9    | 7            | 0    | 10                    | 10                          | 843                           | 485              | 358              | 826     | 468              | 358              | 2,02                               | 21,92 | 55,2   | 41,3                    | 60,7    |
| 2024 | 120                     | 118                         | 0             | 0          | 2         | 0            | 4555                   | 1594,3                  | 1               | 0     | 3232                         | 3211    | 5                   | 6    | 7            | 0    | 10                    | 10                          | 856                           | 490              | 366              | 839     | 473              | 366              | 1,95                               | 21,32 | 54,3   | 40,7                    | 60,8    |
| 2025 | 120                     | 118                         | 0             | 0          | 2         | 0            | 4675                   | 1636,3                  | 0               | 0     | 3344                         | 3323    | 5                   | 6    | 5            | 0    | 10                    | 10                          | 869                           | 495              | 374              | 852     | 478              | 374              | 1,90                               | 20,81 | 53,2   | 40,2                    | 59,1    |
| 2026 | 120                     | 117                         | 0             | 0          | 3         | 0            | 4795                   | 1678,3                  | 1               | 0     | 3449                         | 3428    | 8                   | 8    | 5            | 0    | 0                     | 0                           | 888                           | 503              | 385              | 871     | 486              | 385              | 1,79                               | 19,87 | 50,5   | 38,9                    | 56,3    |
| 2027 | 120                     | 116                         | 0             | 0          | 4         | 0            | 4915                   | 1720,3                  | 3               | 0     | 3557                         | 3536    | 5                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 897                           | 508              | 389              | 880     | 491              | 389              | 1,69                               | 18,94 | 47,7   | 37,8                    | 54,2    |
| 2028 | 120                     | 116                         | 0             | 0          | 4         | 0            | 5035                   | 1762,3                  | 1               | 0     | 3667                         | 3646    | 5                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 906                           | 513              | 393              | 889     | 496              | 393              | 1,62                               | 18,64 | 46,0   | 37,9                    | 53,3    |
| 2029 | 120                     | 117                         | 0             | 0          | 3         | 0            | 5155                   | 1804,3                  | 2               | 0     | 3782                         | 3761    | 0                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 909                           | 513              | 396              | 892     | 496              | 396              | 1,56                               | 18,41 | 44,4   | 37,9                    | 52,1    |
| 2030 | 120                     | 117                         | 0             | 0          | 3         | 0            | 5275                   | 1846,3                  | 0               | 0     | 3899                         | 3878    | 0                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 912                           | 513              | 399              | 895     | 496              | 399              | 1,50                               | 18,08 | 42,6   | 37,6                    | 51,0    |
| 2031 | 91                      | 88                          | 0             | 0          | 3         | 0            | 5366                   | 1878,1                  | 3               | 0     | 3984                         | 3963    | 0                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 915                           | 513              | 402              | 898     | 496              | 402              | 1,44                               | 17,85 | 41,3   | 37,5                    | 49,1    |
| 2032 | 41                      | 38                          | 0             | 0          | 3         | 0            | 5407                   | 1892,5                  | 1               | 0     | 4021                         | 4000    | 0                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 918                           | 513              | 405              | 901     | 496              | 405              | 1,38                               | 17,51 | 39,6   | 37,2                    | 47,1    |
| 2033 | 44                      | 41                          | 0             | 0          | 3         | 0            | 5451                   | 1907,9                  | 2               | 0     | 4060                         | 4039    | 0                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 921                           | 513              | 408              | 904     | 496              | 408              | 1,32                               | 17,19 | 37,9   | 36,9                    | 45,1    |
| 2034 | 26                      | 26                          | 0             | 0          | 0         | 0            | 5477                   | 1917,0                  | 4               | 0     | 4082                         | 4061    | 0                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 921                           | 513              | 408              | 904     | 496              | 408              | 1,26                               | 16,84 | 36,1   | 36,1                    | 43,5    |
| 2035 | 23                      | 23                          | 0             | 0          | 0         | 0            | 5500                   | 1925,0                  | 3               | 0     | 4102                         | 4081    | 0                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 921                           | 513              | 408              | 904     | 496              | 408              | 1,20                               | 16,51 | 34,5   | 35,5                    | 41,8    |
| 2036 | 0                       | 0                           | 0             | 0          | 0         | 0            | 5500                   | 1925,0                  | 2               | 0     | 4100                         | 4079    | 0                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 921                           | 513              | 408              | 904     | 496              | 408              | 1,14                               | 16,36 | 32,8   | 34,9                    | 40,1    |
| 2037 | 0                       | 0                           | 0             | 0          | 0         | 0            | 5500                   | 1925,0                  | 2               | 1     | 4098                         | 4077    | 0                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 920                           | 512              | 408              | 903     | 495              | 408              | 1,08                               | 16,09 | 31,2   | 34,2                    | 38,3    |
| 2038 | 0                       | 0                           | 0             | 0          | 0         | 0            | 5500                   | 1925,0                  | 1               | 0     | 4097                         | 4076    | 0                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 920                           | 512              | 408              | 903     | 495              | 408              | 1,03                               | 15,85 | 29,6   | 33,6                    | 36,6    |
| 2039 | 0                       | 0                           | 0             | 0          | 0         | 0            | 5500                   | 1925,0                  | 7               | 0     | 4090                         | 4069    | 0                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 920                           | 512              | 408              | 903     | 495              | 408              | 0,98                               | 15,64 | 28,2   | 33,0                    | 35,1    |
| 2040 | 0                       | 0                           | 0             | 0          | 0         | 0            | 5500                   | 1925,0                  | 1               | 0     | 4089                         | 4068    | 0                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 920                           | 512              | 408              | 903     | 495              | 408              | 0,93                               | 15,44 | 26,8   | 32,5                    | 33,6    |
| 2041 | 0                       | 0                           | 0             | 0          | 0         | 0            | 5500                   | 1925,0                  | 1               | 1     | 4088                         | 4067    | 0                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 919                           | 511              | 408              | 902     | 494              | 408              | 0,88                               | 15,24 | 25,5   | 31,9                    | 32,2    |
| 2042 | 0                       | 0                           | 0             | 0          | 0         | 0            | 5500                   | 1925,0                  | 3               | 0     | 4085                         | 4064    | 0                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 919                           | 511              | 408              | 902     | 494              | 408              | 0,83                               | 15,04 | 24,2   | 31,5                    | 30,8    |
| 2043 | 0                       | 0                           | 0             | 0          | 0         | 0            | 5500                   | 1925,0                  | 3               | 0     | 4082                         | 4061    | 0                   | 0    | 0            | 0    | 0                     | 0                           | 919                           | 511              | 408              | 902     | 494              | 408              | 0,79                               | 14,85 | 23,0   | 31,0                    | 29,5    |



Таблица 4.1.3 – Вариант-3. Объект-І. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости.

| Годы  | Годовая добыча нефти | Темп отбора от извлеч. запасов |         | Накопл. добыча нефти | Отбор извлеч. запасов | Козэфф. нефте-извлечен. | Годовая добыча жидкости | Накопленная добыча жидкости | Обвод-нен-ность | Закачка рабочего агента |        |          |         | Компенс. отбора закачкой | Добыча нефтяного газа |         |
|-------|----------------------|--------------------------------|---------|----------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------------|-----------------|-------------------------|--------|----------|---------|--------------------------|-----------------------|---------|
|       |                      | начальн.                       | текущих |                      |                       |                         |                         |                             |                 | годовая                 |        | накопл.  |         |                          | годовая               | накопл. |
|       |                      |                                |         |                      |                       |                         |                         |                             |                 | вода                    | пар    | вода     | пар     |                          |                       |         |
|       |                      |                                |         |                      |                       |                         |                         |                             |                 |                         |        |          |         |                          |                       |         |
| тыс.т | %                    | %                              | тыс.т   | %                    | д.ед.                 | тыс.т                   | тыс.т                   | %                           | тыс.м³          | тыс.т                   | тыс.м3 | тыс.т    | %       | млн.м³                   | млн.м³                |         |
| 1     | 2                    | 3                              | 4       | 5                    | 6                     | 7                       | 8                       | 9                           | 10              | 11                      | 12     | 13       | 14      | 15                       | 16                    | 17      |
| 2021  | 893,6                | 2,719                          | 4,93    | 15646,3              | 47,6                  | 0,136                   | 9059,1                  | 111137,1                    | 90,1            | 3204,2                  | 2265,7 | 54622,6  | 25275,1 | 61,1                     | 23,9                  | 219,8   |
| 2022  | 924,7                | 2,813                          | 5,37    | 16570,9              | 50,4                  | 0,144                   | 9261,8                  | 120399,0                    | 90,0            | 3484,5                  | 2260,1 | 58107,1  | 27535,2 | 62,8                     | 24,9                  | 244,7   |
| 2023  | 943,0                | 2,869                          | 5,79    | 17514,0              | 53,3                  | 0,153                   | 9576,0                  | 129975,0                    | 90,2            | 3610,9                  | 2494,9 | 61718,0  | 30030,1 | 64,5                     | 25,5                  | 270,1   |
| 2024  | 964,8                | 2,935                          | 6,28    | 18478,7              | 56,2                  | 0,161                   | 9764,6                  | 139739,6                    | 90,1            | 3565,4                  | 2611,5 | 65283,4  | 32641,6 | 64,0                     | 26,3                  | 296,4   |
| 2025  | 975,7                | 2,969                          | 6,78    | 19454,4              | 59,2                  | 0,170                   | 9962,4                  | 149702,0                    | 90,2            | 3593,9                  | 2633,9 | 68877,3  | 35275,5 | 63,3                     | 26,9                  | 323,3   |
| 2026  | 969,7                | 2,950                          | 7,23    | 20424,1              | 62,1                  | 0,178                   | 10065,4                 | 159767,4                    | 90,4            | 3548,7                  | 2652,7 | 72426,0  | 37928,2 | 62,4                     | 26,7                  | 350,0   |
| 2027  | 934,6                | 2,844                          | 7,51    | 21358,7              | 65,0                  | 0,186                   | 9888,9                  | 169656,2                    | 90,5            | 3442,1                  | 2577,4 | 75868,1  | 40505,7 | 61,6                     | 25,8                  | 375,8   |
| 2028  | 933,1                | 2,839                          | 8,11    | 22291,8              | 67,8                  | 0,194                   | 10066,5                 | 179722,8                    | 90,7            | 3428,2                  | 2600,6 | 79296,3  | 43106,3 | 60,7                     | 25,7                  | 401,6   |
| 2029  | 932,6                | 2,838                          | 8,82    | 23224,4              | 70,7                  | 0,203                   | 10166,1                 | 189888,9                    | 90,8            | 3377,3                  | 2615,2 | 82673,6  | 45721,5 | 59,7                     | 25,8                  | 427,3   |
| 2030  | 929,8                | 2,829                          | 9,64    | 24154,2              | 73,5                  | 0,211                   | 10274,4                 | 200163,4                    | 91,0            | 3359,3                  | 2617,9 | 86032,9  | 48339,4 | 58,9                     | 25,8                  | 453,1   |
| 2031  | 908,6                | 2,765                          | 10,43   | 25062,8              | 76,3                  | 0,219                   | 10131,3                 | 210294,6                    | 91,0            | 3328,0                  | 2556,4 | 89360,8  | 50895,8 | 58,8                     | 25,4                  | 478,4   |
| 2032  | 876,5                | 2,667                          | 11,23   | 25939,3              | 78,9                  | 0,226                   | 9936,6                  | 220231,3                    | 91,2            | 3343,4                  | 2464,1 | 92704,2  | 53359,8 | 59,2                     | 24,7                  | 503,1   |
| 2033  | 841,8                | 2,561                          | 12,15   | 26781,1              | 81,5                  | 0,234                   | 9741,7                  | 229973,0                    | 91,4            | 3357,2                  | 2370,3 | 96061,4  | 55730,1 | 59,6                     | 23,8                  | 527,0   |
| 2034  | 801,8                | 2,440                          | 13,18   | 27582,9              | 83,9                  | 0,241                   | 9450,1                  | 239423,0                    | 91,5            | 3274,5                  | 2280,4 | 99336,0  | 58010,5 | 59,6                     | 22,8                  | 549,7   |
| 2035  | 766,0                | 2,331                          | 14,50   | 28348,9              | 86,3                  | 0,247                   | 9184,9                  | 248607,9                    | 91,7            | 3220,3                  | 2196,2 | 102556,3 | 60206,8 | 59,8                     | 21,8                  | 571,6   |
| 2036  | 727,5                | 2,213                          | 16,10   | 29076,4              | 88,5                  | 0,254                   | 8923,0                  | 257530,9                    | 91,8            | 3141,8                  | 2111,7 | 105698,1 | 62318,5 | 59,7                     | 20,8                  | 592,4   |
| 2037  | 691,0                | 2,102                          | 18,23   | 29767,4              | 90,6                  | 0,260                   | 8641,0                  | 266172,0                    | 92,0            | 3058,7                  | 2027,9 | 108756,8 | 64346,4 | 59,7                     | 19,8                  | 612,1   |
| 2038  | 659,2                | 2,006                          | 21,27   | 30426,5              | 92,6                  | 0,265                   | 8385,5                  | 274557,5                    | 92,1            | 2983,7                  | 1956,7 | 111740,5 | 66303,1 | 59,8                     | 18,9                  | 631,1   |
| 2039  | 628,0                | 1,911                          | 25,73   | 31054,5              | 94,5                  | 0,271                   | 8156,3                  | 282713,8                    | 92,3            | 2908,7                  | 1887,4 | 114649,2 | 68190,5 | 59,7                     | 18,1                  | 649,1   |
| 2040  | 598,8                | 1,822                          | 33,04   | 31653,3              | 96,3                  | 0,276                   | 7940,8                  | 290654,6                    | 92,5            | 2841,1                  | 1820,2 | 117490,3 | 70010,7 | 59,6                     | 17,3                  | 666,4   |
| 2041  | 571,0                | 1,737                          | 47,05   | 32224,3              | 98,0                  | 0,281                   | 7722,5                  | 298377,1                    | 92,6            | 2773,3                  | 1757,0 | 120263,7 | 71767,7 | 59,5                     | 16,5                  | 682,9   |
| 2042  | 544,7                | 1,657                          | 84,76   | 32769,0              | 99,7                  | 0,286                   | 7528,0                  | 305905,2                    | 92,8            | 2712,4                  | 1696,4 | 122976,1 | 73464,1 | 59,4                     | 15,8                  | 698,7   |
| 2043  | 519,1                | 1,579                          | 530,04  | 33288                | 101,3                 | 0,290                   | 7324,2                  | 313229,3                    | 92,9            | 2651,2                  | 1636,8 | 125627,2 | 75100,9 | 59,4                     | 15,1                  | 713,7   |



Таблица 4.1.4 – Вариант-3. Объект-І. Характеристика основного фонда скважин.

| Год<br>ы | Ввод скважин из бурения |                 |                      |              |              | Фонд<br>скважи<br>н с<br>нач.раз<br>р. | Экспл.<br>бурение<br>с<br>нач.раз<br>р. | Выбытие<br>скважин |           | Фонд доб. скв.<br>на конец года |             | Перевод<br>под<br>нагнетани<br>е |         | Вывод из<br>б/д |           | Возвра<br>т с<br>ниж.<br>гориз. | Перевод в<br>др. гориз. |             | Фонд нагн. скв. на конец года |                        |                        |             |                        |                        |           | Средне годовой<br>дебит на 1 скважину |      |            |                | Прием. 1<br>нагн.<br>скважины |     |
|----------|-------------------------|-----------------|----------------------|--------------|--------------|--|---|--------------------|-----------|---------------------------------|-------------|----------------------------------|---------|-----------------|-----------|---------------------------------|-------------------------|-------------|-------------------------------|------------------------|------------------------|-------------|------------------------|------------------------|-----------|---------------------------------------|------|------------|----------------|-------------------------------|-----|
|          |                         |                 |                      |              |              |  |   | до<br>б            | нагн<br>. | экспл<br>.                      | дейст<br>в. | вод<br>а                         | па<br>р | до<br>б         | нагн<br>. |                                 | под<br>доб.             | под<br>доб. | экспл<br>.                    | в т.ч.<br>водона<br>г. | в т.ч.<br>парона<br>г. | дейст<br>в. | в т.ч.<br>водона<br>г. | в т.ч.<br>парона<br>г. | нефт<br>и | жидк<br>.                             | газа | по<br>воде | по<br>пар<br>у |                               |     |
|          | всег<br>о               | добыв.вер<br>т. | добы<br>в.<br>гориз. | водона<br>г. | парона<br>г. | ед.                                    | тыс.м                                   | ед.                | ед.       | ед.                             | ед.         | ед.                              | ед.     | ед.             | ед.       | ед.                             | ед.                     | ед.         | ед.                           | ед.                    | ед.                    | ед.         | ед.                    | ед.                    | ед.       | ед.                                   | ед.  | ед.        | ед.            | ед.                           | ед. |
| 1        | 2                       | 3               | 4                    | 5            | 6            | 7                                      | 8                                       | 9                  | 10        | 11                              | 12          | 13                               | 14      | 15              | 16        | 17                              | 18                      | 19          | 20                            | 21                     | 22                     | 23          | 24                     | 25                     | 26        | 27                                    | 28   | 29         |                |                               |     |
| 2021     | 38                      | 38              | 0                    | 0            | 0            | 1821                                   | 600,9                                   | 0                  | 0         | 1324                            | 1310        | 1                                | 14      | 0               | 0         | 10                              | 0                       | 364         | 236                           | 128                    | 359                    | 231         | 128                    | 2,0                    | 20,4      | 53,7                                  | 41,7 | 66,9       |                |                               |     |
| 2022     | 49                      | 49              | 0                    | 0            | 0            | 1870                                   | 617,1                                   | 0                  | 0         | 1372                            | 1361        | 0                                | 8       | 3               | 0         | 7                               | 0                       | 372         | 240                           | 132                    | 367                    | 235         | 132                    | 2,0                    | 19,7      | 53,0                                  | 46,9 | 58,8       |                |                               |     |
| 2023     | 45                      | 45              | 0                    | 0            | 0            | 1915                                   | 632,0                                   | 0                  | 0         | 1423                            | 1414        | 0                                | 4       | 3               | 0         | 8                               | 0                       | 383         | 243                           | 140                    | 374                    | 234         | 140                    | 1,9                    | 19,4      | 51,4                                  | 48,6 | 61,8       |                |                               |     |
| 2024     | 57                      | 57              | 0                    | 0            | 0            | 1972                                   | 650,8                                   | 1                  | 0         | 1484                            | 1476        | 0                                | 5       | 1               | 0         | 8                               | 0                       | 393         | 246                           | 147                    | 382                    | 235         | 147                    | 1,9                    | 18,9      | 50,8                                  | 48,4 | 63,9       |                |                               |     |
| 2025     | 52                      | 52              | 0                    | 0            | 0            | 2024                                   | 667,9                                   | 0                  | 0         | 1540                            | 1535        | 0                                | 3       | 3               | 0         | 7                               | 0                       | 398         | 248                           | 150                    | 387                    | 237         | 150                    | 1,8                    | 18,5      | 49,9                                  | 49,1 | 63,6       |                |                               |     |
| 2026     | 55                      | 55              | 0                    | 0            | 0            | 2079                                   | 686,1                                   | 1                  | 0         | 1587                            | 1585        | 4                                | 3       | 3               | 0         | 0                               | 0                       | 407         | 254                           | 153                    | 396                    | 243         | 153                    | 1,7                    | 17,8      | 47,3                                  | 48,5 | 64,1       |                |                               |     |
| 2027     | 45                      | 45              | 0                    | 0            | 0            | 2124                                   | 700,9                                   | 1                  | 0         | 1626                            | 1624        | 5                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 412         | 259                           | 153                    | 401                    | 248         | 153                    | 1,6                    | 16,7      | 43,6                                  | 47,0 | 62,3       |                |                               |     |
| 2028     | 55                      | 55              | 0                    | 0            | 0            | 2179                                   | 719,1                                   | 1                  | 0         | 1675                            | 1673        | 5                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 417         | 264                           | 153                    | 406                    | 253         | 153                    | 1,5                    | 16,4      | 42,0                                  | 46,8 | 62,8       |                |                               |     |
| 2029     | 57                      | 57              | 0                    | 0            | 0            | 2236                                   | 737,9                                   | 2                  | 0         | 1730                            | 1728        | 0                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 417         | 264                           | 153                    | 406                    | 253         | 153                    | 1,5                    | 16,1      | 40,8                                  | 46,2 | 63,2       |                |                               |     |
| 2030     | 58                      | 58              | 0                    | 0            | 0            | 2294                                   | 757,0                                   | 0                  | 0         | 1788                            | 1786        | 0                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 417         | 264                           | 153                    | 406                    | 253         | 153                    | 1,4                    | 16,0      | 40,0                                  | 45,9 | 63,2       |                |                               |     |
| 2031     | 30                      | 30              | 0                    | 0            | 0            | 2324                                   | 766,9                                   | 1                  | 0         | 1817                            | 1815        | 0                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 417         | 264                           | 153                    | 406                    | 253         | 153                    | 1,4                    | 15,7      | 39,3                                  | 45,5 | 61,8       |                |                               |     |
| 2032     | 10                      | 10              | 0                    | 0            | 0            | 2334                                   | 770,2                                   | 1                  | 0         | 1826                            | 1824        | 0                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 417         | 264                           | 153                    | 406                    | 253         | 153                    | 1,4                    | 15,4      | 38,3                                  | 45,7 | 59,5       |                |                               |     |
| 2033     | 9                       | 9               | 0                    | 0            | 0            | 2343                                   | 773,2                                   | 2                  | 0         | 1833                            | 1831        | 0                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 417         | 264                           | 153                    | 406                    | 253         | 153                    | 1,3                    | 15,1      | 37,0                                  | 45,9 | 57,3       |                |                               |     |
| 2034     | 9                       | 9               | 0                    | 0            | 0            | 2352                                   | 776,2                                   | 2                  | 0         | 1840                            | 1838        | 0                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 417         | 264                           | 153                    | 406                    | 253         | 153                    | 1,2                    | 14,7      | 35,4                                  | 44,7 | 55,1       |                |                               |     |
| 2035     | 8                       | 8               | 0                    | 0            | 0            | 2360                                   | 778,8                                   | 1                  | 0         | 1847                            | 1845        | 0                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 417         | 264                           | 153                    | 406                    | 253         | 153                    | 1,2                    | 14,3      | 33,9                                  | 44,0 | 53,1       |                |                               |     |
| 2036     | 0                       | 0               | 0                    | 0            | 0            | 2360                                   | 778,8                                   | 2                  | 0         | 1845                            | 1843        | 0                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 417         | 264                           | 153                    | 406                    | 253         | 153                    | 1,1                    | 13,9      | 32,3                                  | 42,9 | 51,0       |                |                               |     |
| 2037     | 0                       | 0               | 0                    | 0            | 0            | 2360                                   | 778,8                                   | 2                  | 1         | 1843                            | 1841        | 0                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 416         | 263                           | 153                    | 405                    | 252         | 153                    | 1,1                    | 13,5      | 30,8                                  | 41,8 | 49,0       |                |                               |     |
| 2038     | 0                       | 0               | 0                    | 0            | 0            | 2360                                   | 778,8                                   | 1                  | 0         | 1842                            | 1840        | 0                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 416         | 263                           | 153                    | 405                    | 252         | 153                    | 1,0                    | 13,1      | 29,5                                  | 40,8 | 47,3       |                |                               |     |
| 2039     | 0                       | 0               | 0                    | 0            | 0            | 2360                                   | 778,8                                   | 3                  | 0         | 1839                            | 1837        | 0                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 416         | 263                           | 153                    | 405                    | 252         | 153                    | 1,0                    | 12,7      | 28,2                                  | 39,7 | 45,6       |                |                               |     |
| 2040     | 0                       | 0               | 0                    | 0            | 0            | 2360                                   | 778,8                                   | 1                  | 0         | 1838                            | 1836        | 0                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 416         | 263                           | 153                    | 405                    | 252         | 153                    | 0,9                    | 12,4      | 27,0                                  | 38,8 | 44,0       |                |                               |     |
| 2041     | 0                       | 0               | 0                    | 0            | 0            | 2360                                   | 778,8                                   | 1                  | 1         | 1837                            | 1835        | 0                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 415         | 262                           | 153                    | 404                    | 251         | 153                    | 0,9                    | 12,1      | 25,8                                  | 37,9 | 42,4       |                |                               |     |
| 2042     | 0                       | 0               | 0                    | 0            | 0            | 2360                                   | 778,8                                   | 3                  | 0         | 1834                            | 1832        | 0                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 415         | 262                           | 153                    | 404                    | 251         | 153                    | 0,9                    | 11,8      | 24,7                                  | 37,1 | 41,0       |                |                               |     |
| 2043     | 0                       | 0               | 0                    | 0            | 0            | 2360                                   | 778,8                                   | 1                  | 0         | 1833                            | 1831        | 0                                | 0       | 0               | 0         | 0                               | 0                       | 415         | 262                           | 153                    | 404                    | 251         | 153                    | 0,8                    | 11,5      | 23,6                                  | 36,2 | 39,5       |                |                               |     |



Таблица 4.1.5 – Вариант-3. Объект-II. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости.

| Годы  | Годовая добыча нефти | Темп отбора от  |         | Накопл. добыча нефти | Отбор от извлек. запасов | Коефф. нефте-извлечен. | Годовая добыча жидкости | Накопленная добыча жидкости | Обводненность | Закачка рабочего агента |                  |        |          |         | Компенс. отбора закачкой, без учета закон. скв. | Компенс. отбора закачкой, с учетом закон. скв. | Добыча нефтяного газа |         |
|-------|----------------------|-----------------|---------|----------------------|--------------------------|------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------|-------------------------|------------------|--------|----------|---------|---|--|-----------------------|---------|
|       |                      | извлек. запасов |         |                      |                          |                        |                         |                             |               | годовая                 |                  |        | накопл.  |         |   |  | годо-вая              | накопл. |
|       |                      | начальн.        | текущих |                      |                          |                        |                         |                             |               | воды в законт. скв.     | воды в наг. скв. | пара   | воды     | пара    |   |  |                       |         |
|       |                      |                 |         |                      |                          |                        |                         |                             |               |                         |                  |        |          |         |   |  |                       |         |
| тыс.т | %                    | %               | тыс.т   | %                    | д.ед.                    | тыс.т                  | тыс.т                   | %                           | тыс.м³        | тыс.м³                  | тыс.т            | тыс.м³ | тыс.т    | %       | %   | млн.м³   | млн.м³                |         |
| 1     | 2                    | 3               | 4       | 5                    | 6                        | 7                      | 8                       | 9                           | 10            | 11                      | 12               | 13     | 14       | 15      | 16  | 17   | 18                    | 19      |
| 2021  | 603,6                | 1,47            | 4,86    | 29319,9              | 71,2                     | 0,234                  | 9352,3                  | 247166,0                    | 93,5          | 7305,7                  | 1978,0           | 1010,5 | 64561,0  | 49022,0 | 32,5  | 85,5   | 18,7                  | 316,8   |
| 2022  | 613,5                | 1,49            | 5,18    | 29933,4              | 72,7                     | 0,238                  | 9187,0                  | 256353,0                    | 93,3          | 4208,3                  | 1929,9           | 1000,0 | 66490,9  | 50022,0 | 32,4  | 63,5   | 19,2                  | 336,0   |
| 2023  | 643,1                | 1,56            | 5,73    | 30576,5              | 74,3                     | 0,244                  | 9111,1                  | 265464,1                    | 92,9          | 4261,3                  | 1892,7           | 1016,7 | 68383,6  | 51038,7 | 32,5  | 64,1   | 20,3                  | 356,3   |
| 2024  | 643,3                | 1,56            | 6,08    | 31219,8              | 75,9                     | 0,249                  | 9113,1                  | 274577,2                    | 92,9          | 4384,5                  | 1908,6           | 970,0  | 70292,2  | 52008,7 | 32,1  | 64,7   | 20,6                  | 376,9   |
| 2025  | 654,6                | 1,59            | 6,59    | 31874,4              | 77,5                     | 0,254                  | 9150,1                  | 283727,4                    | 92,8          | 4483,1                  | 1917,9           | 954,0  | 72210,1  | 52962,7 | 31,9  | 65,1   | 21,2                  | 398,1   |
| 2026  | 643,7                | 1,56            | 6,94    | 32518,1              | 79,0                     | 0,259                  | 8839,9                  | 292567,2                    | 92,7          | 4461,7                  | 1833,6           | 929,6  | 74043,7  | 53892,3 | 31,8  | 66,0   | 20,9                  | 419,0   |
| 2027  | 645,6                | 1,57            | 7,48    | 33163,7              | 80,6                     | 0,264                  | 8753,8                  | 301321,1                    | 92,6          | 4443,9                  | 1795,7           | 923,8  | 75839,4  | 54816,1 | 31,6  | 66,0   | 21,0                  | 440,0   |
| 2028  | 649,6                | 1,58            | 8,13    | 33813,3              | 82,2                     | 0,269                  | 8916,0                  | 310237,0                    | 92,7          | 4611,0                  | 1816,3           | 928,7  | 77655,7  | 55744,8 | 31,3  | 66,3   | 21,1                  | 461,2   |
| 2029  | 652,9                | 1,59            | 8,90    | 34466,1              | 83,8                     | 0,274                  | 9182,4                  | 319419,5                    | 92,9          | 4806,9                  | 1865,4           | 931,4  | 79521,1  | 56676,2 | 31,0  | 66,4   | 21,3                  | 482,5   |
| 2030  | 638,7                | 1,55            | 9,55    | 35104,8              | 85,3                     | 0,280                  | 9204,0                  | 328623,5                    | 93,1          | 4909,4                  | 1851,1           | 925,5  | 81372,2  | 57601,7 | 30,7  | 66,8   | 20,7                  | 503,2   |
| 2031  | 629,3                | 1,53            | 10,41   | 35734,1              | 86,8                     | 0,285                  | 9278,6                  | 337902,1                    | 93,2          | 4914,3                  | 1864,4           | 910,6  | 83236,5  | 58512,3 | 30,4  | 66,3   | 20,4                  | 523,6   |
| 2032  | 605,7                | 1,47            | 11,18   | 36339,8              | 88,3                     | 0,289                  | 9094,6                  | 346996,7                    | 93,3          | 4789,2                  | 1806,6           | 898,9  | 85043,2  | 59411,2 | 30,3  | 65,9   | 19,5                  | 543,1   |
| 2033  | 585,0                | 1,42            | 12,16   | 36924,8              | 89,7                     | 0,294                  | 8968,9                  | 355965,6                    | 93,5          | 4686,8                  | 1764,6           | 883,9  | 86807,8  | 60295,1 | 30,0  | 65,5   | 18,8                  | 561,9   |
| 2034  | 564,8                | 1,37            | 13,36   | 37489,6              | 91,1                     | 0,299                  | 8863,8                  | 364829,3                    | 93,6          | 4593,6                  | 1725,2           | 872,3  | 88533,0  | 61167,5 | 29,8  | 65,0   | 18,0                  | 579,8   |
| 2035  | 541,7                | 1,32            | 14,79   | 38031,2              | 92,4                     | 0,303                  | 8701,9                  | 373531,2                    | 93,8          | 4473,3                  | 1683,7           | 850,1  | 90216,7  | 62017,5 | 29,6  | 64,5   | 17,2                  | 597,0   |
| 2036  | 518,1                | 1,26            | 16,60   | 38549,3              | 93,7                     | 0,307                  | 8710,6                  | 382241,9                    | 94,1          | 4435,6                  | 1696,4           | 820,9  | 91913,1  | 62838,5 | 29,4  | 64,0   | 16,4                  | 613,4   |
| 2037  | 491,4                | 1,19            | 18,88   | 39040,7              | 94,9                     | 0,311                  | 8624,5                  | 390866,4                    | 94,3          | 4349,3                  | 1695,3           | 774,9  | 93608,3  | 63613,4 | 29,2  | 63,4   | 15,6                  | 629,0   |
| 2038  | 465,3                | 1,13            | 22,04   | 39506,0              | 96,0                     | 0,315                  | 8534,4                  | 399400,7                    | 94,5          | 4265,7                  | 1694,3           | 728,3  | 95302,6  | 64341,7 | 28,9  | 62,8   | 14,8                  | 643,7   |
| 2039  | 441,3                | 1,07            | 26,81   | 39947,3              | 97,1                     | 0,318                  | 8456,3                  | 407857,1                    | 94,8          | 4197,2                  | 1693,3           | 687,4  | 96995,9  | 65029,1 | 28,7  | 62,4   | 14,0                  | 657,8   |
| 2040  | 418,6                | 1,02            | 34,74   | 40365,9              | 98,1                     | 0,321                  | 8385,5                  | 416242,6                    | 95,0          | 4133,4                  | 1692,4           | 650,2  | 98688,3  | 65679,3 | 28,46   | 61,9   | 13,3                  | 671,1   |
| 2041  | 397,4                | 0,97            | 50,54   | 40763,3              | 99,1                     | 0,325                  | 8318,0                  | 424560,6                    | 95,2          | 4066,7                  | 1691,5           | 614,9  | 100379,8 | 66294,2 | 28,25   | 61,5   | 12,7                  | 683,8   |
| 2042  | 374,1                | 0,91            | 96,18   | 41137,4              | 100,0                    | 0,328                  | 8216,9                  | 432777,5                    | 95,4          | 3990,6                  | 1690,7           | 568,4  | 102070,6 | 66862,5 | 28,02   | 61,0   | 12,0                  | 695,8   |
| 2043  | 354,9                | 0,86            | 2389,20 | 41492,3              | 100,8                    | 0,330                  | 8153,7                  | 440931,2                    | 95,6          | 3925,9                  | 1690,0           | 536,5  | 103760,6 | 67399,0 | 27,84   | 60,6   | 11,4                  | 707,1   |



Таблица 4.1.6 – Вариант-3. Объект-II. Характеристика основного фонда скважин.

| Год<br>ы | Ввод скважин из бурения |                  |                   |              |              | Фонд<br>скважи<br>н с<br>нач.раз<br>р. | Экспл.<br>бурение<br>с<br>нач.раз<br>р. | Выбытие<br>скважин |           | Фонд доб. скв.<br>на конец года |             | Перевод<br>под<br>нагнетани<br>е |     | Вывод из<br>б/д |           | Перевод<br>на др.<br>гориз. | Возвра<br>т с др.<br>гор. | Фонд нагн. скв. на конец года |              |              |             |              |              | Средне годовой<br>дебит на 1 скважину |           |            | Прием. 1<br>нагн.<br>скважины |                |
|----------|-------------------------|------------------|-------------------|--------------|--------------|--|---|--------------------|-----------|---------------------------------|-------------|----------------------------------|-----|-----------------|-----------|-----------------------------|---------------------------|-------------------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|---------------------------------------|-----------|------------|-------------------------------|----------------|
|          | всего                   | добыв<br>. верт. | добыв<br>. гориз. | водона<br>г. | парона<br>г. |  |   | доб<br>.           | нагн<br>. | экспл<br>.                      | действ<br>. | вод<br>а                         | пар | доб<br>.        | нагн<br>. |                             |                           | экспл<br>.                    | водона<br>г. | парона<br>г. | действ<br>. | водона<br>г. | парона<br>г. | нефт<br>и                             | жидк<br>. | газа       | по<br>воде                    | по<br>пар<br>у |
|          | ед.                     | ед.              | ед.               | ед.          | ед.          | ед.                                    | тыс.м                                   | ед.                | ед.       | ед.                             | ед.         | ед.                              | ед. | ед.             | ед.       | ед.                         | ед.                       | ед.                           | ед.          | ед.          | ед.         | ед.          | ед.          | т/сут                                 | т/сут     | м³/су<br>т | м3/су<br>т                    | т/су<br>т      |
| 1        | 2                       | 3                | 4                 | 5            | 6            | 7                                      | 8                                       | 9                  | 10        | 11                              | 12          | 13                               | 14  | 15              | 16        | 17                          | 18                        | 19                            | 20           | 21           | 22          | 23           | 24           | 25                                    | 26        | 27         | 28                            | 29             |
| 2021     | 41                      | 41               | 0                 | 0            | 0            | 1650                                   | 533,7                                   | 0                  | 0         | 1026                            | 1019        | 3                                | 1   | 3               | 0         | 7                           | 2                         | 272                           | 179          | 93           | 259         | 170          | 89           | 1,7                                   | 25,8      | 51,6       | 32,6                          | 54,5           |
| 2022     | 62                      | 62               | 0                 | 0            | 0            | 1712                                   | 555,1                                   | 0                  | 0         | 1079                            | 1074        | 3                                | 2   | 2               | 0         | 7                           | 3                         | 274                           | 179          | 95           | 264         | 170          | 94           | 1,6                                   | 24,2      | 50,6       | 31,1                          | 52,7           |
| 2023     | 51                      | 51               | 0                 | 0            | 0            | 1763                                   | 572,7                                   | 0                  | 0         | 1120                            | 1116        | 5                                | 1   | 2               | 0         | 7                           | 2                         | 278                           | 182          | 96           | 268         | 170          | 98           | 1,6                                   | 23,3      | 52,0       | 29,7                          | 53,0           |
| 2024     | 43                      | 43               | 0                 | 0            | 0            | 1806                                   | 587,6                                   | 0                  | 0         | 1154                            | 1153        | 5                                | 0   | 4               | 0         | 7                           | 2                         | 281                           | 185          | 96           | 273         | 172          | 101          | 1,6                                   | 22,5      | 50,9       | 29,2                          | 50,6           |
| 2025     | 52                      | 52               | 0                 | 0            | 0            | 1858                                   | 605,5                                   | 0                  | 0         | 1197                            | 1198        | 5                                | 1   | 2               | 0         | 6                           | 3                         | 287                           | 190          | 97           | 279         | 174          | 105          | 1,6                                   | 21,8      | 50,6       | 28,6                          | 49,2           |
| 2026     | 50                      | 50               | 0                 | 0            | 0            | 1908                                   | 622,8                                   | 0                  | 0         | 1241                            | 1244        | 4                                | 1   | 2               | 0         | 1                           | 0                         | 293                           | 195          | 98           | 285         | 179          | 106          | 1,5                                   | 20,3      | 48,0       | 27,1                          | 47,5           |
| 2027     | 57                      | 57               | 0                 | 0            | 0            | 1965                                   | 642,5                                   | 1                  | 0         | 1297                            | 1300        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 298                           | 200          | 98           | 289         | 183          | 106          | 1,4                                   | 19,4      | 46,5       | 26,5                          | 47,2           |
| 2028     | 46                      | 46               | 0                 | 0            | 0            | 2011                                   | 658,4                                   | 0                  | 0         | 1343                            | 1346        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 302                           | 204          | 98           | 289         | 183          | 106          | 1,4                                   | 19,0      | 45,1       | 26,8                          | 47,4           |
| 2029     | 45                      | 45               | 0                 | 0            | 0            | 2056                                   | 673,9                                   | 0                  | 0         | 1388                            | 1391        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 302                           | 204          | 98           | 289         | 183          | 106          | 1,3                                   | 19,0      | 43,9       | 27,6                          | 47,5           |
| 2030     | 45                      | 45               | 0                 | 0            | 0            | 2101                                   | 689,5                                   | 0                  | 0         | 1433                            | 1436        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 302                           | 204          | 98           | 289         | 183          | 106          | 1,3                                   | 18,4      | 41,4       | 27,4                          | 47,2           |
| 2031     | 45                      | 45               | 0                 | 0            | 0            | 2146                                   | 705,0                                   | 1                  | 0         | 1477                            | 1480        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 302                           | 204          | 98           | 289         | 183          | 106          | 1,2                                   | 18,2      | 40,0       | 27,6                          | 46,5           |
| 2032     | 15                      | 15               | 0                 | 0            | 0            | 2161                                   | 710,2                                   | 0                  | 0         | 1492                            | 1495        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 302                           | 204          | 98           | 289         | 183          | 106          | 1,2                                   | 17,7      | 37,9       | 26,7                          | 45,9           |
| 2033     | 16                      | 16               | 0                 | 0            | 0            | 2177                                   | 715,7                                   | 0                  | 0         | 1508                            | 1511        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 302                           | 204          | 98           | 289         | 183          | 106          | 1,1                                   | 17,3      | 36,1       | 26,1                          | 45,1           |
| 2034     | 12                      | 12               | 0                 | 0            | 0            | 2189                                   | 719,9                                   | 1                  | 0         | 1519                            | 1522        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 302                           | 204          | 98           | 289         | 183          | 106          | 1,1                                   | 17,0      | 34,4       | 25,5                          | 44,5           |
| 2035     | 0                       | 0                | 0                 | 0            | 0            | 2189                                   | 719,9                                   | 1                  | 0         | 1518                            | 1521        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 302                           | 204          | 98           | 289         | 183          | 106          | 1,0                                   | 16,6      | 32,7       | 24,9                          | 43,4           |
| 2036     | 0                       | 0                | 0                 | 0            | 0            | 2189                                   | 719,9                                   | 0                  | 0         | 1518                            | 1521        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 302                           | 204          | 98           | 289         | 183          | 106          | 1,0                                   | 16,6      | 31,2       | 25,1                          | 41,9           |
| 2037     | 0                       | 0                | 0                 | 0            | 0            | 2189                                   | 719,9                                   | 0                  | 0         | 1518                            | 1521        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 302                           | 204          | 98           | 289         | 183          | 106          | 0,9                                   | 16,4      | 29,7       | 25,1                          | 39,6           |
| 2038     | 0                       | 0                | 0                 | 0            | 0            | 2189                                   | 719,9                                   | 0                  | 0         | 1518                            | 1521        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 302                           | 204          | 98           | 289         | 183          | 106          | 0,9                                   | 16,3      | 28,2       | 25,0                          | 37,2           |
| 2039     | 0                       | 0                | 0                 | 0            | 0            | 2189                                   | 719,9                                   | 2                  | 0         | 1516                            | 1519        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 302                           | 204          | 98           | 289         | 183          | 106          | 0,8                                   | 16,1      | 26,8       | 25,0                          | 35,1           |
| 2040     | 0                       | 0                | 0                 | 0            | 0            | 2189                                   | 719,9                                   | 0                  | 0         | 1516                            | 1519        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 302                           | 204          | 98           | 289         | 183          | 106          | 0,80                                  | 16,0      | 25,4       | 25,0                          | 33,2           |
| 2041     | 0                       | 0                | 0                 | 0            | 0            | 2189                                   | 719,9                                   | 0                  | 0         | 1516                            | 1519        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 302                           | 204          | 98           | 289         | 183          | 106          | 0,76                                  | 15,9      | 24,2       | 25,0                          | 31,4           |
| 2042     | 0                       | 0                | 0                 | 0            | 0            | 2189                                   | 719,9                                   | 0                  | 0         | 1516                            | 1519        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 302                           | 204          | 98           | 289         | 183          | 106          | 0,71                                  | 15,7      | 22,9       | 25,0                          | 29,0           |
| 2043     | 0                       | 0                | 0                 | 0            | 0            | 2189                                   | 719,9                                   | 1                  | 0         | 1515                            | 1518        | 0                                | 0   | 0               | 0         | 0                           | 0                         | 302                           | 204          | 98           | 289         | 183          | 106          | 0,68                                  | 15,6      | 21,8       | 25,0                          | 27,4           |





Таблица 4.1.7 – Вариант-3. Объект-III. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости.

| Годы | Годо-<br>вая<br>добыча<br>нефти | Темп отбора от<br>утв.извлеч. запасов |        | Накопл.<br>добыча<br>нефти | Отбор<br>от утв.<br>извлеч.<br>запасов | Коефф<br>нефте-<br>извлечен. | Годо-<br>вая<br>добыча<br>жидкости | Накопленная<br>добыча<br>жидкости | Обводнен-<br>ность | Закачка рабочего агента  |                        |        |         |         | Компенс.<br>отбора<br>закачкой | Компенс<br>отбора<br>закачкой<br>с учетом<br>закон.скв. | Добыча нефтяного<br>газа |                  |
|------|---------------------------------|---------------------------------------|--------|----------------------------|--|------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|--------------------|--------------------------|------------------------|--------|---------|---------|--------------------------------|---|--------------------------|------------------|
|      |                                 | начальн.                              | текущ. |                            |  |                              |                                    |                                   |                    | годовая                  |                        |        | накопл. |         |                                |   | годо-<br>вая             | накоплен-<br>ная |
|      |                                 |                                       |        |                            |  |                              |                                    |                                   |                    | воды в<br>закон.<br>скв. | воды в<br>наг.<br>скв. | пара   | воды    | пара    |                                |   |                          |                  |
|      | тыс.т                           | %                                     | %      | тыс.т                      | %                                      | д.ед.                        | тыс.т                              | тыс.т                             | %                  | тыс.м3                   | тыс.м3                 | тыс.т  | тыс.т   | тыс.т   | %                              | %   | млн.м³                   | млн.м³           |
| 1    | 2                               | 3                                     | 4      | 5                          | 6                                      | 7                            | 8                                  | 9                                 | 10                 | 11                       | 12                     | 13     | 14      | 15      | 16                             | 17  | 18                       | 19               |
| 2021 | 600,2                           | 2,798                                 | 6,437  | 12728,7                    | 59,3                                   | 0,184                        | 5061,3                             | 66895,3                           | 88,1               | 7590,7                   | 1065,4                 | 2197,4 | 15506,2 | 27876,6 | 65,4                           | 166,8   | 13,5                     | 154,4            |
| 2022 | 594,4                           | 2,771                                 | 6,814  | 13323,1                    | 62,1                                   | 0,192                        | 5015,0                             | 71910,3                           | 88,1               | 4277,9                   | 1047,1                 | 2178,8 | 16553,3 | 30055,4 | 65,2                           | 122,9   | 13,3                     | 167,7            |
| 2023 | 564,9                           | 2,633                                 | 6,948  | 13888,0                    | 64,7                                   | 0,201                        | 4916,2                             | 76826,5                           | 88,5               | 4331,8                   | 1080,0                 | 2125,6 | 17633,3 | 32181,0 | 66,2                           | 125,7   | 12,8                     | 180,5            |
| 2024 | 546,3                           | 2,547                                 | 7,222  | 14434,3                    | 67,3                                   | 0,208                        | 4845,3                             | 81671,8                           | 88,7               | 4457,0                   | 1059,1                 | 2145,9 | 18692,4 | 34326,9 | 67,1                           | 129,4   | 12,4                     | 192,9            |
| 2025 | 533,1                           | 2,485                                 | 7,596  | 14967,4                    | 69,8                                   | 0,216                        | 4803,0                             | 86474,8                           | 88,9               | 4557,2                   | 1049,2                 | 2087,5 | 19741,7 | 36414,4 | 66,3                           | 130,5   | 12,1                     | 205,1            |
| 2026 | 515,6                           | 2,403                                 | 7,950  | 15483,0                    | 72,2                                   | 0,224                        | 4604,8                             | 91079,6                           | 88,8               | 4535,5                   | 1038,7                 | 1944,5 | 20780,4 | 38358,9 | 65,7                           | 132,4   | 12,1                     | 217,1            |
| 2027 | 498,1                           | 2,322                                 | 8,343  | 15981,0                    | 74,5                                   | 0,231                        | 4528,5                             | 95608,1                           | 89,0               | 4517,3                   | 1006,8                 | 1884,5 | 21787,2 | 40243,4 | 64,8                           | 132,3   | 11,7                     | 228,8            |
| 2028 | 479,6                           | 2,236                                 | 8,765  | 16460,6                    | 76,7                                   | 0,238                        | 4500,8                             | 100108,9                          | 89,3               | 4687,3                   | 1018,1                 | 1822,9 | 22805,3 | 42066,3 | 64,1                           | 134,6   | 11,3                     | 240,1            |
| 2029 | 456,5                           | 2,128                                 | 9,144  | 16917,1                    | 78,9                                   | 0,244                        | 4402,3                             | 104511,1                          | 89,6               | 4886,4                   | 1010,6                 | 1735,8 | 23815,9 | 43802,1 | 63,4                           | 138,5   | 10,8                     | 250,8            |
| 2030 | 435,1                           | 2,028                                 | 9,594  | 17352,3                    | 80,9                                   | 0,251                        | 4325,6                             | 108836,8                          | 89,9               | 4990,6                   | 1003,8                 | 1663,9 | 24819,7 | 45466,0 | 62,7                           | 140,8   | 10,3                     | 261,1            |
| 2031 | 414,4                           | 1,932                                 | 10,107 | 17766,7                    | 82,8                                   | 0,257                        | 4244,9                             | 113081,7                          | 90,2               | 4995,6                   | 993,9                  | 1594,1 | 25813,6 | 47060,1 | 62,0                           | 141,7   | 9,8                      | 270,9            |
| 2032 | 393,8                           | 1,836                                 | 10,683 | 18160,5                    | 84,7                                   | 0,262                        | 4160,3                             | 117242,0                          | 90,5               | 4868,4                   | 985,7                  | 1523,1 | 26799,2 | 48583,3 | 61,3                           | 140,6   | 9,3                      | 280,3            |
| 2033 | 375,2                           | 1,749                                 | 11,398 | 18535,7                    | 86,4                                   | 0,268                        | 4088,8                             | 121330,8                          | 90,8               | 4764,3                   | 972,9                  | 1463,5 | 27772,2 | 50046,8 | 60,6                           | 139,6   | 8,9                      | 289,2            |
| 2034 | 356,1                           | 1,660                                 | 12,207 | 18891,8                    | 88,1                                   | 0,273                        | 4019,3                             | 125350,1                          | 91,1               | 4669,6                   | 965,1                  | 1402,2 | 28737,3 | 51448,9 | 59,9                           | 138,7   | 8,5                      | 297,6            |
| 2035 | 338,3                           | 1,577                                 | 13,211 | 19230,1                    | 89,6                                   | 0,278                        | 3922,0                             | 129272,1                          | 91,4               | 4547,3                   | 952,5                  | 1333,9 | 29689,8 | 52782,8 | 59,3                           | 138,0   | 8,1                      | 305,7            |
| 2036 | 317,2                           | 1,478                                 | 14,270 | 19547,3                    | 91,1                                   | 0,282                        | 3796,2                             | 133068,3                          | 91,6               | 4509,0                   | 923,5                  | 1267,4 | 30613,3 | 54050,2 | 58,8                           | 139,4   | 7,6                      | 313,3            |
| 2037 | 297,7                           | 1,388                                 | 15,626 | 19845,0                    | 92,5                                   | 0,287                        | 3682,8                             | 136751,1                          | 91,9               | 4421,2                   | 895,7                  | 1207,1 | 31509,0 | 55257,3 | 58,2                           | 139,7   | 7,1                      | 320,4            |
| 2038 | 279,3                           | 1,302                                 | 17,370 | 20124,3                    | 93,8                                   | 0,291                        | 3577,8                             | 140328,9                          | 92,2               | 4336,2                   | 870,3                  | 1150,5 | 32379,2 | 56407,8 | 57,5                           | 139,9   | 6,6                      | 327,0            |
| 2039 | 262,3                           | 1,223                                 | 19,744 | 20386,6                    | 95,0                                   | 0,294                        | 3483,3                             | 143812,2                          | 92,5               | 4266,6                   | 848,8                  | 1097,2 | 33228,0 | 57505,0 | 56,9                           | 140,2   | 6,2                      | 333,3            |
| 2040 | 246,0                           | 1,147                                 | 23,071 | 20632,5                    | 96,2                                   | 0,298                        | 3388,6                             | 147200,8                          | 92,7               | 4201,7                   | 826,9                  | 1045,3 | 34054,9 | 58550,3 | 56,3                           | 140,6   | 5,9                      | 339,1            |
| 2041 | 231,1                           | 1,077                                 | 28,181 | 20863,7                    | 97,3                                   | 0,301                        | 3307,8                             | 150508,7                          | 93,0               | 4133,9                   | 807,8                  | 998,3  | 34862,7 | 59548,5 | 55,7                           | 140,6   | 5,5                      | 344,6            |
| 2042 | 217,2                           | 1,013                                 | 36,879 | 21080,9                    | 98,3                                   | 0,304                        | 3204,7                             | 153713,4                          | 93,2               | 4056,6                   | 790,0                  | 954,0  | 35652,7 | 60502,6 | 55,5                           | 141,6   | 5,2                      | 349,8            |
| 2043 | 204,0                           | 0,951                                 | 54,855 | 21284,8                    | 99,2                                   | 0,307                        | 3107,5                             | 156820,9                          | 93,4               | 3990,8                   | 773,1                  | 912,4  | 36425,8 | 61415,0 | 55,3                           | 142,7   | 4,8                      | 354,6            |



Таблица 4.1.8 – Вариант-3. Объект-III. Характеристика основного фонда скважин.

| Годы | Ввод скважин из бурения |              |               |            |           |            | Фонд скв. с нач. разр. | Экспл бур. с нач. разр. | Выбытие скважин |       | Фонд доб. скв. на конец года |         | Перевод под нагнет. |      | Вывод из б/д |       | Перевод на др. объект | Фонд нагн. скв. на конец года |                  |                  |         |                  |                  | Средне годовой дебит на 1 скважину |       |        | Прием. 1 нагн. скважины |         |
|------|-------------------------|--------------|---------------|------------|-----------|------------|------------------------|-------------------------|-----------------|-------|------------------------------|---------|---------------------|------|--------------|-------|-----------------------|-------------------------------|------------------|------------------|---------|------------------|------------------|------------------------------------|-------|--------|-------------------------|---------|
|      | всего                   | добыв. верт. | добыв. гориз. | нагн. вода | нагн. пар | законт ВНС |                        |                         | доб             | нагн. | экспл.                       | действ. | воды                | пара | доб          | нагн. |                       | экспл.                        | в т.ч. водо-наг. | в т.ч. паро-наг. | действ. | в т.ч. водо-наг. | в т.ч. паро-наг. | нефти                              | жидк. | газа   | по воде                 | по пару |
|      | ед.                     | ед.          | ед.           | ед.        | ед.       | ед.        | ед.                    | тыс.м                   | ед.             | ед.   | ед.                          | ед.     | ед.                 | ед.  | ед.          | ед.   | ед.                   | ед.                           | ед.              | ед.              | ед.     | ед.              | ед.              | т/сут                              | т/сут | м³/сут | м³/сут                  | т/сут   |
| 1    | 2                       | 3            | 4             | 5          | 6         | 7          | 8                      | 9                       | 10              | 11    | 12                           | 13      | 14                  | 15   | 16           | 17    | 18                    | 19                            | 20               | 21               | 22      | 23               | 24               | 25                                 | 26    | 27     | 28                      | 29      |
| 2021 | 11                      | 4            | 0             | 0          | 4         | 3          | 894                    | 283,0                   | 0               | 0     | 652                          | 652     | 2                   | 5    | 0            | 0     | 4                     | 137                           | 37               | 100              | 162     | 62               | 100              | 3,19                               | 26,9  | 71,5   | 49,6                    | 78,5    |
| 2022 | 7                       | 2            | 0             | 0          | 5         | 0          | 901                    | 285,8                   | 0               | 0     | 646                          | 646     | 0                   | 5    | 0            | 0     | 3                     | 147                           | 37               | 110              | 172     | 62               | 110              | 3,18                               | 26,9  | 71,4   | 48,7                    | 70,7    |
| 2023 | 17                      | 12           | 0             | 0          | 5         | 0          | 918                    | 292,6                   | 0               | 0     | 650                          | 650     | 0                   | 4    | 2            | 0     | 4                     | 156                           | 37               | 119              | 181     | 62               | 119              | 3,04                               | 26,4  | 68,9   | 50,2                    | 63,8    |
| 2024 | 13                      | 11           | 0             | 0          | 2         | 0          | 931                    | 297,8                   | 0               | 0     | 655                          | 655     | 0                   | 1    | 2            | 0     | 5                     | 159                           | 37               | 122              | 184     | 62               | 122              | 2,94                               | 26,0  | 66,6   | 49,3                    | 62,8    |
| 2025 | 10                      | 8            | 0             | 0          | 2         | 0          | 941                    | 301,8                   | 0               | 0     | 656                          | 656     | 0                   | 2    | 0            | 0     | 5                     | 167                           | 41               | 126              | 192     | 66               | 126              | 2,85                               | 25,6  | 64,8   | 45,8                    | 59,2    |
| 2026 | 15                      | 12           | 0             | 0          | 3         | 0          | 956                    | 307,8                   | 0               | 0     | 661                          | 661     | 0                   | 4    | 0            | 0     | 3                     | 178                           | 45               | 133              | 203     | 70               | 133              | 2,77                               | 24,7  | 64,8   | 42,8                    | 52,2    |
| 2027 | 18                      | 14           | 0             | 0          | 4         | 0          | 974                    | 315,0                   | 1               | 0     | 674                          | 674     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 182                           | 45               | 137              | 207     | 70               | 137              | 2,69                               | 24,5  | 63,1   | 41,5                    | 49,1    |
| 2028 | 19                      | 15           | 0             | 0          | 4         | 0          | 993                    | 322,6                   | 0               | 0     | 689                          | 689     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 186                           | 45               | 141              | 211     | 70               | 141              | 2,57                               | 24,1  | 60,3   | 41,9                    | 46,2    |
| 2029 | 18                      | 15           | 0             | 0          | 3         | 0          | 1011                   | 329,8                   | 0               | 0     | 704                          | 704     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 189                           | 45               | 144              | 214     | 70               | 144              | 2,41                               | 23,3  | 56,9   | 41,6                    | 43,0    |
| 2030 | 17                      | 14           | 0             | 0          | 3         | 0          | 1028                   | 336,6                   | 0               | 0     | 718                          | 718     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 192                           | 45               | 147              | 217     | 70               | 147              | 2,27                               | 22,5  | 53,5   | 41,4                    | 40,4    |
| 2031 | 16                      | 13           | 0             | 0          | 3         | 0          | 1044                   | 343,0                   | 1               | 0     | 730                          | 730     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 195                           | 45               | 150              | 220     | 70               | 150              | 2,14                               | 21,9  | 50,6   | 40,9                    | 38,0    |
| 2032 | 16                      | 13           | 0             | 0          | 3         | 0          | 1060                   | 349,4                   | 0               | 0     | 743                          | 743     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 198                           | 45               | 153              | 223     | 70               | 153              | 2,02                               | 21,4  | 48,0   | 40,6                    | 35,5    |
| 2033 | 19                      | 16           | 0             | 0          | 3         | 0          | 1079                   | 357,0                   | 0               | 0     | 759                          | 759     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 201                           | 45               | 156              | 226     | 70               | 156              | 1,91                               | 20,8  | 45,2   | 40,1                    | 33,5    |
| 2034 | 5                       | 5            | 0             | 0          | 0         | 0          | 1084                   | 359,0                   | 1               | 0     | 763                          | 763     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 201                           | 45               | 156              | 226     | 70               | 156              | 1,80                               | 20,3  | 42,6   | 39,8                    | 32,1    |
| 2035 | 15                      | 15           | 0             | 0          | 0         | 0          | 1099                   | 365,0                   | 1               | 0     | 777                          | 777     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 201                           | 45               | 156              | 226     | 70               | 156              | 1,71                               | 19,8  | 40,8   | 39,2                    | 30,5    |
| 2036 | 0                       | 0            | 0             | 0          | 0         | 0          | 1099                   | 365,0                   | 0               | 0     | 777                          | 777     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 201                           | 45               | 156              | 226     | 70               | 156              | 1,61                               | 19,2  | 38,3   | 38,0                    | 29,0    |
| 2037 | 0                       | 0            | 0             | 0          | 0         | 0          | 1099                   | 365,0                   | 0               | 0     | 777                          | 777     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 201                           | 45               | 156              | 226     | 70               | 156              | 1,51                               | 18,7  | 36,0   | 36,9                    | 27,6    |
| 2038 | 0                       | 0            | 0             | 0          | 0         | 0          | 1099                   | 365,0                   | 0               | 0     | 777                          | 777     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 201                           | 45               | 156              | 226     | 70               | 156              | 1,41                               | 18,1  | 33,7   | 35,9                    | 26,3    |
| 2039 | 0                       | 0            | 0             | 0          | 0         | 0          | 1099                   | 365,0                   | 2               | 0     | 775                          | 775     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 201                           | 45               | 156              | 226     | 70               | 156              | 1,33                               | 17,6  | 31,6   | 35,0                    | 25,1    |
| 2040 | 0                       | 0            | 0             | 0          | 0         | 0          | 1099                   | 365,0                   | 0               | 0     | 775                          | 775     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 201                           | 45               | 156              | 226     | 70               | 156              | 1,25                               | 17,2  | 29,7   | 34,1                    | 23,9    |
| 2041 | 0                       | 0            | 0             | 0          | 0         | 0          | 1099                   | 365,0                   | 0               | 0     | 775                          | 775     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 201                           | 45               | 156              | 226     | 70               | 156              | 1,17                               | 16,8  | 27,9   | 33,3                    | 22,9    |
| 2042 | 0                       | 0            | 0             | 0          | 0         | 0          | 1099                   | 365,0                   | 0               | 0     | 775                          | 775     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 201                           | 45               | 156              | 226     | 70               | 156              | 1,10                               | 16,3  | 26,2   | 32,5                    | 21,8    |
| 2043 | 0                       | 0            | 0             | 0          | 0         | 0          | 1099                   | 365,0                   | 1               | 0     | 774                          | 774     | 0                   | 0    | 0            | 0     | 0                     | 201                           | 45               | 156              | 226     | 70               | 156              | 1,04                               | 15,8  | 24,6   | 31,9                    | 20,9    |



Таблица 4.1.9 – Вариант-3. Объект-IV. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости.

| Годы<br>и<br>пери-<br>оды | Добыча<br>нефти,<br>тыс.т | Темп отбора<br>начальных<br>запасов нефти,<br>% |              | Накоп-<br>ленная<br>добыча<br>нефти,<br>тыс.т | Отбор<br>извлека-<br>емых<br>запасов<br>нефти,<br>% | Кoeffи-<br>циент<br>извлече-<br>ния<br>нефти,<br>д.ед. | Годовая добыча<br>жидкости,<br>тыс.т |                   | Накопленная добыча<br>жидкости,<br>тыс.т |                   | Обвод-<br>нен-<br>ность,<br>% | Закачка воды,<br>тыс.м³ |                  | Компен-<br>сация<br>отборов<br>жидкости<br>закачкой,<br>% | Добыча нефтяного<br>газа, млн.м³ |                  |
|---------------------------|---------------------------|---|--------------|---|---|--|--------------------------------------|-------------------|--|-------------------|-------------------------------|-------------------------|------------------|---|----------------------------------|------------------|
|                           |                           | началь-<br>ных                                  | теку-<br>щих |   |   |  | всего                                | мех.спо-<br>собом | всего                                    | мех.спо-<br>собом |                               | годовая                 | накоп-<br>ленная |   | годовая                          | накоп-<br>ленная |
| 1                         | 2                         | 3   | 4            | 5   | 6   | 7  | 8                                    | 9                 | 10                                       | 11                | 12                            | 13                      | 14               | 15  | 16                               | 17               |
| 2021                      | 2,7                       | 1,2   | 1,3          | 8,8   | 3,9   | 0,006  | 6,1                                  | 6,1               | 29,0                                     | 29,0              | 55,3                          |                         |                  |   | 0,1                              | 0,8              |
| 2022                      | 7,8                       | 3,5   | 3,6          | 16,7  | 7,4   | 0,011  | 17,5                                 | 17,5              | 46,5                                     | 46,5              | 55,4                          |                         |                  |   | 0,4                              | 1,2              |
| 2023                      | 14,9                      | 6,6   | 7,1          | 31,5  | 14,0  | 0,021  | 33,7                                 | 33,7              | 80,2                                     | 80,2              | 55,9                          |                         |                  |   | 0,8                              | 1,9              |
| 2024                      | 22,7                      | 10,1  | 11,7         | 54,2  | 24,1  | 0,037  | 52,4                                 | 52,4              | 132,6                                    | 132,6             | 56,6                          |                         |                  |   | 1,2                              | 3,1              |
| 2025                      | 22,7                      | 10,1  | 13,3         | 76,9  | 34,2  | 0,052  | 53,2                                 | 53,2              | 185,8                                    | 185,8             | 57,3                          |                         |                  |   | 1,2                              | 4,3              |
| 2026                      | 14,7                      | 6,5   | 9,9          | 91,7  | 40,7  | 0,062  | 35,1                                 | 35,1              | 220,8                                    | 220,8             | 58,0                          |                         |                  |   | 0,8                              | 5,0              |
| 2027                      | 13,8                      | 6,2   | 10,4         | 105,5   | 46,9  | 0,071  | 33,5                                 | 33,5              | 254,3                                    | 254,3             | 58,7                          |                         |                  |   | 0,7                              | 5,7              |
| 2028                      | 13,0                      | 5,8   | 10,9         | 118,5   | 52,7  | 0,080  | 32,0                                 | 32,0              | 286,3                                    | 286,3             | 59,3                          |                         |                  |   | 0,7                              | 6,4              |
| 2029                      | 12,2                      | 5,4   | 11,5         | 130,7   | 58,1  | 0,088  | 30,6                                 | 30,6              | 316,9                                    | 316,9             | 60,0                          |                         |                  |   | 0,6                              | 7,0              |
| 2030                      | 11,5                      | 5,1   | 12,2         | 142,2   | 63,2  | 0,096  | 29,2                                 | 29,2              | 346,1                                    | 346,1             | 60,6                          |                         |                  |   | 0,6                              | 7,6              |
| 2031                      | 10,8                      | 4,8   | 13,1         | 153,1   | 68,0  | 0,103  | 27,8                                 | 27,8              | 373,9                                    | 373,9             | 61,2                          |                         |                  |   | 0,6                              | 8,1              |
| 2032                      | 10,2                      | 4,5   | 14,1         | 163,2   | 72,5  | 0,110  | 26,6                                 | 26,6              | 400,5                                    | 400,5             | 61,8                          |                         |                  |   | 0,5                              | 8,7              |
| 2033                      | 9,6                       | 4,2   | 15,5         | 172,8   | 76,8  | 0,116  | 25,4                                 | 25,4              | 425,8                                    | 425,8             | 62,3                          |                         |                  |   | 0,5                              | 9,1              |
| 2034                      | 9,0                       | 4,0   | 17,2         | 181,7   | 80,8  | 0,122  | 24,2                                 | 24,2              | 450,0                                    | 450,0             | 62,9                          |                         |                  |   | 0,5                              | 9,6              |
| 2035                      | 8,4                       | 3,8   | 19,5         | 190,2   | 84,5  | 0,128  | 23,1                                 | 23,1              | 473,1                                    | 473,1             | 63,4                          |                         |                  |   | 0,4                              | 10,0             |
| 2036                      | 7,7                       | 3,4   | 22,1         | 197,9   | 87,9  | 0,133  | 21,4                                 | 21,4              | 494,5                                    | 494,5             | 64,0                          |                         |                  |   | 0,4                              | 10,4             |
| 2037                      | 7,2                       | 3,2   | 26,7         | 205,1   | 91,2  | 0,138  | 20,4                                 | 20,4              | 514,9                                    | 514,9             | 64,5                          |                         |                  |   | 0,4                              | 10,8             |
| 2038                      | 6,6                       | 2,9   | 33,3         | 211,7   | 94,1  | 0,143  | 18,9                                 | 18,9              | 533,7                                    | 533,7             | 65,0                          |                         |                  |   | 0,3                              | 11,1             |
| 2039                      | 6,2                       | 2,8   | 46,8         | 218,0   | 96,9  | 0,147  | 18,0                                 | 18,0              | 551,7                                    | 551,7             | 65,5                          |                         |                  |   | 0,3                              | 11,5             |
| 2040                      | 5,7                       | 2,5   | 80,3         | 223,6   | 99,4  | 0,151  | 16,6                                 | 16,6              | 568,3                                    | 568,3             | 65,9                          |                         |                  |   | 0,3                              | 11,7             |
| 2041                      | 5,3                       | 2,4   | 383,9        | 228,9   | 101,7   | 0,154  | 15,8                                 | 15,8              | 584,2                                    | 584,2             | 66,4                          |                         |                  |   | 0,3                              | 12,0             |
| 2042                      | 4,8                       | 2,2   | -123,1       | 233,8   | 103,9   | 0,157  | 14,6                                 | 14,6              | 598,8                                    | 598,8             | 66,8                          |                         |                  |   | 0,2                              | 12,3             |
| 2043                      | 4,6                       | 2,0   | -51,9        | 238,3   | 105,9   | 0,160  | 13,9                                 | 13,9              | 612,7                                    | 612,7             | 67,3                          |                         |                  |   | 0,2                              | 12,5             |



Таблица 4.1.10 – Вариант-3. Объект-IV. Характеристика основного фонда скважин.

| Годы<br>и<br>пери-<br>оды | Ввод скважин из бурения,<br>ед. |                 |                         |              | Фонд<br>скважи<br>н с<br>начала<br>разра-<br>ботки,<br>ед. | Эксплуа-<br>тационно<br>е бурение,<br>тыс.м | Выбытие скважин, ед. |                         | Фонд добывающих<br>скважин, ед. |                   |              | Возвра<br>т с<br>ниж.<br>гор.<br>под<br>добычу | Перевод в др.<br>гор. под<br>добычу | Переход<br>пол<br>нагнетании<br>е | Вывод из<br>Б/Д            |                   | Фонд<br>нагнетательных<br>скважин,<br>ед. |                     | Среднегодовой дебит на 1<br>скважину |     |          | Среднего-<br>довая<br>приемис-<br>тость,<br>м³/сут |
|---------------------------|---------------------------------|-----------------|-------------------------|--------------|--|---|----------------------|-------------------------|---------------------------------|-------------------|--------------|--|-------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|-------------------|---|---------------------|--------------------------------------|-----|----------|--|
|                           | всего                           | добыва-<br>ющих | нагнета-<br>тельны<br>х | газо-<br>вых |  |   | Добы<br>вающих       | нагнета-<br>тельны<br>х | эксплуа-<br>тацион-<br>ный      | действи-<br>ующий | газо-<br>вый |  |                                     |                                   | эксплуа-<br>тацион-<br>ный | действи-<br>ующий | нефти<br>, т/сут                          | жидкости<br>, т/сут | нефтяног<br>о газа,<br>м³/сут        |     |          |  |
|                           |                                 |                 |                         |              |  |   |                      |                         |                                 |                   |              |  |                                     |                                   |                            |                   |   |                     |                                      | доб | наг<br>н |  |
| 1                         | 2                               | 3               | 4                       | 5            | 6  | 7   | 8                    | 9                       | 10                              | 11                | 12           | 13   | 14                                  | 15                                | 16                         | 17                | 18  | 19                  | 20                                   | 21  | 22       | 23   |
| 2021                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 8  | 0,0   | 0                    | 0                       | 13                              | 5                 | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 1,6                                  | 3,5 | 80,8     | 0  |
| 2022                      | 2                               | 2               | 0                       | 0            | 10   | 0,6   | 0                    | 0                       | 15                              | 15                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 1,1                                  | 2,5 | 56,8     | 0  |
| 2023                      | 7                               | 7               | 0                       | 0            | 17   | 2,1   | 0                    | 0                       | 22                              | 22                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 1,7                                  | 3,8 | 85,1     | 0  |
| 2024                      | 7                               | 7               | 0                       | 0            | 24   | 2,1   | 0                    | 0                       | 29                              | 29                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 2,0                                  | 4,6 | 102,2    | 0  |
| 2025                      | 6                               | 6               | 0                       | 0            | 30   | 1,8   | 0                    | 0                       | 35                              | 35                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 1,7                                  | 4,0 | 87,5     | 0  |
| 2026                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 0                    | 0                       | 35                              | 35                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 1,2                                  | 2,9 | 61,9     | 0  |
| 2027                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 0                    | 0                       | 35                              | 35                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 1,1                                  | 2,8 | 58,2     | 0  |
| 2028                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 0                    | 0                       | 35                              | 35                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 1,1                                  | 2,6 | 54,7     | 0  |
| 2029                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 0                    | 0                       | 35                              | 35                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 1,0                                  | 2,5 | 51,4     | 0  |
| 2030                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 0                    | 0                       | 35                              | 35                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 0,9                                  | 2,4 | 48,3     | 0  |
| 2031                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 0                    | 0                       | 35                              | 35                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 0,9                                  | 2,3 | 45,4     | 0  |
| 2032                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 0                    | 0                       | 35                              | 35                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 0,8                                  | 2,2 | 42,7     | 0  |
| 2033                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 0                    | 0                       | 35                              | 35                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 0,8                                  | 2,1 | 40,1     | 0  |
| 2034                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 0                    | 0                       | 35                              | 35                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 0,7                                  | 2,0 | 37,7     | 0  |
| 2035                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 0                    | 0                       | 35                              | 35                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 0,7                                  | 1,9 | 35,5     | 0  |
| 2036                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 0                    | 0                       | 34                              | 34                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 0,7                                  | 1,8 | 33,3     | 0  |
| 2037                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 1                    | 0                       | 34                              | 34                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 0,6                                  | 1,7 | 31,3     | 0  |
| 2038                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 0                    | 0                       | 33                              | 33                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 0,6                                  | 1,6 | 29,5     | 0  |
| 2039                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 1                    | 0                       | 33                              | 33                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 0,5                                  | 1,6 | 27,7     | 0  |
| 2040                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 0                    | 0                       | 32                              | 32                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 0,5                                  | 1,5 | 26,0     | 0  |
| 2041                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 1                    | 0                       | 32                              | 32                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 0,5                                  | 1,4 | 24,5     | 0  |
| 2042                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 0                    | 0                       | 31                              | 31                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 0,5                                  | 1,4 | 23,0     | 0  |
| 2043                      | 0                               | 0               | 0                       | 0            | 30   | 0,0   | 1                    | 0                       | 31                              | 31                | 0            | 0  | 0                                   | 0                                 | 0                          | 0                 | 0   | 0                   | 0,4                                  | 1,3 | 21,6     | 0  |



Таблица 4.1.11 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Центр I Объект.

| Годы<br>и<br>пери-<br>оды | Добыча<br>нефти,<br>тыс.т | Темп отбора<br>начальных<br>запасов нефти,<br>% |       | Накоп-<br>ленная<br>добыча<br>нефти,<br>тыс.т | Отбор<br>извлека-<br>емых<br>запасов<br>нефти,<br>% | Кoeffи-<br>циент<br>извлече-<br>ния<br>нефти,<br>д.ед. | Годовая добыча<br>жидкости,<br>тыс.т |                   | Накопленная<br>добыча жидкости,<br>тыс.т |                   | Обвод-<br>нен-<br>ность,<br>% | Закачка рабочего агента |       |             |        | Компен-<br>сация<br>отборов<br>жидкости<br>закачкой,<br>% | Добыча<br>нефтяного газа,<br>млн.м³ |                  |
|---------------------------|---------------------------|---|-------|---|---|--|--------------------------------------|-------------------|--|-------------------|-------------------------------|-------------------------|-------|-------------|--------|---|-------------------------------------|------------------|
|                           |                           |   |       |   |   |  | всего                                | мех.спо-<br>собом | всего                                    | мех.спо-<br>собом |                               | годовая                 |       | накопленная |        |   | годовая                             | накоп-<br>ленная |
|                           |                           | вода  | пар   |   |   |  |                                      |                   |  |                   |                               | вода                    | пар   |             |        |   |                                     |                  |
| 1                         | 2                         | 3   | 4     | 5   | 6   | 7  | 8                                    | 9                 | 10                                       | 11                | 12                            | 13                      | 14    | 15          | 16     | 17  | 18                                  | 19               |
| 2021                      | 195,8                     | 2,0   | 4,8   | 5927,6  | 60,4  | 0,147  | 3587,1                               | 3587,1            | 62123,7                                  | 62123,7           | 94,5                          | 2592,1                  |       | 50606,6     |        | 73,5  | 8,0                                 | 83,4             |
| 2022                      | 203,3                     | 2,1   | 5,2   | 6130,9  | 62,5  | 0,152  | 3612,7                               | 3612,7            | 65736,4                                  | 65736,4           | 94,4                          | 2778,8                  |       | 53385,4     |        | 78,2  | 8,3                                 | 91,7             |
| 2023                      | 209,2                     | 2,1   | 5,7   | 6340,1  | 64,6  | 0,157  | 3777,9                               | 3777,9            | 69514,4                                  | 69514,4           | 94,5                          | 2905,6                  | 177,1 | 56291,0     | 177,1  | 82,9  | 8,5                                 | 100,3            |
| 2024                      | 226,7                     | 2,3   | 6,5   | 6566,8  | 67,0  | 0,162  | 3717,0                               | 3717,0            | 73231,4                                  | 73231,4           | 93,9                          | 2860,4                  | 265,6 | 59151,3     | 442,6  | 85,4  | 9,2                                 | 109,5            |
| 2025                      | 227,9                     | 2,3   | 7,0   | 6794,7  | 69,3  | 0,168  | 3754,7                               | 3754,7            | 76986,0                                  | 76986,0           | 93,9                          | 2889,2                  | 265,6 | 62040,6     | 708,2  | 85,3  | 9,3                                 | 118,8            |
| 2026                      | 220,7                     | 2,3   | 7,3   | 7015,4  | 71,5  | 0,174  | 3696,8                               | 3696,8            | 80682,8                                  | 80682,8           | 94,0                          | 2844,4                  | 265,6 | 64885,0     | 973,8  | 85,5  | 9,0                                 | 127,8            |
| 2027                      | 208,9                     | 2,1   | 7,5   | 7224,3  | 73,7  | 0,179  | 3559,0                               | 3559,0            | 84241,8                                  | 84241,8           | 94,1                          | 2738,1                  | 265,6 | 67623,1     | 1239,4 | 85,7  | 8,5                                 | 136,3            |
| 2028                      | 204,3                     | 2,1   | 7,9   | 7428,6  | 75,7  | 0,184  | 3541,8                               | 3541,8            | 87783,6                                  | 87783,6           | 94,2                          | 2724,6                  | 265,6 | 70347,7     | 1505,0 | 85,8  | 8,3                                 | 144,6            |
| 2029                      | 201,3                     | 2,1   | 8,5   | 7629,9  | 77,8  | 0,189  | 3476,0                               | 3476,0            | 91259,6                                  | 91259,6           | 94,2                          | 2674,0                  | 265,6 | 73021,8     | 1770,6 | 85,9  | 8,2                                 | 152,8            |
| 2030                      | 198,6                     | 2,0   | 9,1   | 7828,5  | 79,8  | 0,194  | 3453,1                               | 3453,1            | 94712,7                                  | 94712,7           | 94,2                          | 2656,3                  | 265,6 | 75678,1     | 2036,2 | 86,0  | 8,1                                 | 160,9            |
| 2031                      | 195,8                     | 2,0   | 9,9   | 8024,3  | 81,8  | 0,199  | 3412,9                               | 3412,9            | 98125,6                                  | 98125,6           | 94,3                          | 2625,4                  | 265,6 | 78303,5     | 2301,8 | 86,1  | 8,0                                 | 168,9            |
| 2032                      | 193,4                     | 2,0   | 10,8  | 8217,7  | 83,8  | 0,203  | 3433,8                               | 3433,8            | 101559,4                                 | 101559,4          | 94,4                          | 2641,1                  | 265,6 | 80944,6     | 2567,3 | 86,0  | 7,9                                 | 176,8            |
| 2033                      | 190,8                     | 1,9   | 12,0  | 8408,6  | 85,7  | 0,208  | 3452,6                               | 3452,6            | 105011,9                                 | 105011,9          | 94,5                          | 2655,3                  | 265,6 | 83599,9     | 2832,9 | 86,0  | 7,8                                 | 184,6            |
| 2034                      | 181,4                     | 1,8   | 13,0  | 8589,9  | 87,6  | 0,213  | 3345,9                               | 3345,9            | 108357,9                                 | 108357,9          | 94,6                          | 2573,0                  | 265,6 | 86172,9     | 3098,5 | 86,2  | 7,4                                 | 192,0            |
| 2035                      | 174,1                     | 1,8   | 14,3  | 8764,0  | 89,4  | 0,217  | 3276,2                               | 3276,2            | 111634,0                                 | 111634,0          | 94,7                          | 2519,1                  | 265,6 | 88692,0     | 3364,1 | 86,4  | 7,1                                 | 199,1            |
| 2036                      | 165,4                     | 1,7   | 15,8  | 8929,4  | 91,0  | 0,221  | 3174,9                               | 3174,9            | 114808,9                                 | 114808,9          | 94,8                          | 2441,0                  | 265,6 | 91133,0     | 3629,7 | 86,7  | 6,7                                 | 205,8            |
| 2037                      | 156,5                     | 1,6   | 17,8  | 9086,0  | 92,6  | 0,225  | 3067,6                               | 3067,6            | 117876,5                                 | 117876,5          | 94,9                          | 2358,2                  | 265,6 | 93491,2     | 3895,3 | 87,0  | 6,4                                 | 212,2            |
| 2038                      | 148,5                     | 1,5   | 20,6  | 9234,4  | 94,1  | 0,228  | 2970,8                               | 2970,8            | 120847,3                                 | 120847,3          | 95,0                          | 2283,5                  | 265,6 | 95774,7     | 4160,9 | 87,3  | 6,1                                 | 218,2            |
| 2039                      | 140,6                     | 1,4   | 24,5  | 9375,0  | 95,6  | 0,232  | 2873,9                               | 2873,9            | 123721,3                                 | 123721,3          | 95,1                          | 2208,8                  | 265,6 | 97983,5     | 4426,5 | 87,6  | 5,7                                 | 224,0            |
| 2040                      | 133,4                     | 1,4   | 30,8  | 9508,4  | 96,9  | 0,235  | 2786,8                               | 2786,8            | 126508,0                                 | 126508,0          | 95,2                          | 2141,6                  | 265,6 | 100125,2    | 4692,0 | 87,9  | 5,4                                 | 229,4            |
| 2041                      | 126,3                     | 1,3   | 42,1  | 9634,7  | 98,2  | 0,238  | 2699,3                               | 2699,3            | 129207,3                                 | 129207,3          | 95,3                          | 2074,2                  | 265,6 | 102199,3    | 4957,6 | 88,2  | 5,1                                 | 234,6            |
| 2042                      | 119,9                     | 1,2   | 69,0  | 9754,5  | 99,5  | 0,241  | 2620,7                               | 2620,7            | 131828,1                                 | 131828,1          | 95,4                          | 2013,6                  | 265,6 | 104212,9    | 5223,2 | 88,5  | 4,9                                 | 239,4            |
| 2043                      | 113,6                     | 1,2   | 211,0 | 9868,1  | 100,6   | 0,244  | 2541,7                               | 2541,7            | 134369,8                                 | 134369,8          | 95,5                          | 1952,7                  | 265,6 | 106165,6    | 5488,8 | 88,8  | 4,6                                 | 244,1            |



Таблица 4.1.12 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Центр I Объект.

| Годы<br>и<br>пери-<br>оды | Ввод скважин из бурения,<br>ед. |                 |      |              | Фонд<br>скважин<br>с начала<br>разра-<br>ботки,<br>ед. | Эксплуа-<br>тационное<br>бурение,<br>тыс.м | Выбытие<br>скважин, ед. |                     | Фонд добывающих<br>скважин, ед. |                   |              | Возврат<br>с ниж.<br>гор. под<br>добычу | Перевод<br>в др.<br>гор. под<br>добычу | Переход под<br>нагнетание |      | Вывод из<br>Б/Д |      | Фонд нагнетательных<br>скважин, ед. |     |                   |     | Среднегодовой дебит на 1<br>скважину |                    |                              | Среднегодовая<br>приемис-<br>тость, м³/сут |       |
|---------------------------|---------------------------------|-----------------|------|--------------|--|--|-------------------------|---------------------|---------------------------------|-------------------|--------------|---|--|---------------------------|------|-----------------|------|-------------------------------------|-----|-------------------|-----|--------------------------------------|--------------------|------------------------------|--|-------|
|                           | всего                           | добыва-<br>ющих | нагн | газо-<br>вых |  |  | всего                   | нагнета-<br>тельных | эксплуа-<br>тацион-<br>ный      | действи-<br>ующий | газо-<br>вый |   |  |                           |      |                 |      | эксплуа-<br>тацион-<br>ный          |     | действи-<br>ующий |     | нефти,<br>т/сут                      | жидкости,<br>т/сут | нефтяного<br>газа,<br>м³/сут |  |       |
|                           |                                 |                 |      |              |  |  |                         |                     |                                 |                   |              |   |  | пара                      | вода | доб             | нагн | вода                                | пар | вода              | пар |                                      |                    |                              | вода                                       | пар   |
| 1                         | 2                               | 3               | 4    | 5            | 6  | 7  | 8                       | 9                   | 10                              | 11                | 12           | 13                                      | 14                                     |                           | 15   | 16              | 17   | 18                                  | 19  | 20                | 21  | 22                                   | 23                 | 24                           | 25   | 26    |
| 2021                      | 0                               | 0               | 0    | 0            | 820  | 246  | 0                       | 0                   | 475                             | 467               | 0            | 6                                       | 0                                      | 0                         | 1    | 0               | 0    | 205                                 |     | 200               |     | 1,2                                  | 22,8               | 50,8                         | 39,4                                       |       |
| 2022                      | 4                               | 4               | 0    | 0            | 824  | 247  | 0                       | 0                   | 485                             | 480               | 0            | 6                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 3               | 0    | 205                                 |     | 200               |     | 1,2                                  | 22,1               | 50,7                         | 40,5                                       |       |
| 2023                      | 0                               | 0               | 0    | 0            | 824  | 247  | 0                       | 0                   | 491                             | 488               | 0            | 6                                       | 0                                      | 4                         | 0    | 2               | 0    | 205                                 | 4   | 196               | 4   | 1,2                                  | 22,5               | 50,8                         | 43,9                                       | 129,0 |
| 2024                      | 0                               | 0               | 0    | 0            | 824  | 247  | 0                       | 0                   | 497                             | 494               | 0            | 6                                       | 0                                      | 2                         | 0    | 0               | 0    | 205                                 | 6   | 194               | 6   | 1,3                                  | 21,8               | 54,3                         | 43,6                                       | 129,0 |
| 2025                      | 0                               | 0               | 0    | 0            | 824  | 247  | 0                       | 0                   | 502                             | 500               | 0            | 5                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 1               | 0    | 205                                 | 6   | 194               | 6   | 1,3                                  | 21,8               | 53,9                         | 44,4                                       | 129,0 |
| 2026                      | 0                               | 0               | 0    | 0            | 824  | 247  | 0                       | 0                   | 502                             | 501               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 1               | 0    | 205                                 | 6   | 194               | 6   | 1,3                                  | 21,3               | 51,8                         | 44,1                                       | 129,0 |
| 2027                      | 0                               | 0               | 0    | 0            | 824  | 247  | 0                       | 0                   | 502                             | 501               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 205                                 | 6   | 194               | 6   | 1,2                                  | 20,5               | 49,0                         | 42,4                                       | 129,0 |
| 2028                      | 9                               | 9               | 0    | 0            | 833  | 250  | 0                       | 0                   | 511                             | 510               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 205                                 | 6   | 194               | 6   | 1,2                                  | 20,4               | 47,9                         | 42,2                                       | 129,0 |
| 2029                      | 10                              | 10              | 0    | 0            | 843  | 253  | 0                       | 0                   | 521                             | 520               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 205                                 | 6   | 194               | 6   | 1,1                                  | 19,7               | 46,4                         | 41,5                                       | 129,0 |
| 2030                      | 10                              | 10              | 0    | 0            | 853  | 256  | 0                       | 0                   | 531                             | 530               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 205                                 | 6   | 194               | 6   | 1,1                                  | 19,2               | 44,9                         | 41,2                                       | 129,0 |
| 2031                      | 10                              | 10              | 0    | 0            | 863  | 259  | 0                       | 0                   | 541                             | 540               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 205                                 | 6   | 194               | 6   | 1,1                                  | 18,6               | 43,4                         | 40,7                                       | 129,0 |
| 2032                      | 10                              | 10              | 0    | 0            | 873  | 262  | 0                       | 0                   | 551                             | 550               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 205                                 | 6   | 194               | 6   | 1,0                                  | 18,3               | 42,1                         | 40,9                                       | 129,0 |
| 2033                      | 9                               | 9               | 0    | 0            | 882  | 265  | 0                       | 0                   | 560                             | 559               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 205                                 | 6   | 194               | 6   | 1,0                                  | 18,1               | 40,8                         | 41,2                                       | 129,0 |
| 2034                      | 9                               | 9               | 0    | 0            | 891  | 267  | 1                       | 0                   | 568                             | 567               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 205                                 | 6   | 194               | 6   | 0,9                                  | 17,3               | 38,2                         | 39,9                                       | 129,0 |
| 2035                      | 8                               | 8               | 0    | 0            | 899  | 270  | 0                       | 0                   | 576                             | 575               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 205                                 | 6   | 194               | 6   | 0,9                                  | 16,7               | 36,1                         | 39,1                                       | 129,0 |
| 2036                      | 0                               | 0               | 0    | 0            | 899  | 270  | 1                       | 0                   | 575                             | 574               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 205                                 | 6   | 194               | 6   | 0,8                                  | 15,9               | 33,8                         | 37,8                                       | 129,0 |
| 2037                      | 0                               | 0               | 0    | 0            | 899  | 270  | 0                       | 1                   | 575                             | 574               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 204                                 | 6   | 193               | 6   | 0,8                                  | 15,4               | 32,1                         | 36,8                                       | 129,0 |
| 2038                      | 0                               | 0               | 0    | 0            | 899  | 270  | 1                       | 0                   | 574                             | 573               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 204                                 | 6   | 193               | 6   | 0,7                                  | 14,9               | 30,4                         | 35,6                                       | 129,0 |
| 2039                      | 0                               | 0               | 0    | 0            | 899  | 270  | 0                       | 0                   | 574                             | 573               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 204                                 | 6   | 193               | 6   | 0,7                                  | 14,5               | 28,8                         | 34,4                                       | 129,0 |
| 2040                      | 0                               | 0               | 0    | 0            | 899  | 270  | 1                       | 0                   | 573                             | 572               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 204                                 | 6   | 193               | 6   | 0,7                                  | 14,0               | 27,4                         | 33,4                                       | 129,0 |
| 2041                      | 0                               | 0               | 0    | 0            | 899  | 270  | 0                       | 1                   | 573                             | 572               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 203                                 | 6   | 192               | 6   | 0,6                                  | 13,6               | 26,0                         | 32,5                                       | 129,0 |
| 2042                      | 0                               | 0               | 0    | 0            | 899  | 270  | 1                       | 0                   | 572                             | 571               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 203                                 | 6   | 192               | 6   | 0,6                                  | 13,2               | 24,7                         | 31,6                                       | 129,0 |
| 2043                      | 0                               | 0               | 0    | 0            | 899  | 270  | 0                       | 0                   | 572                             | 571               | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0    | 0               | 0    | 203                                 | 6   | 192               | 6   | 0,6                                  | 12,8               | 23,4                         | 30,6                                       | 129,0 |



Таблица 4.1.13 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Центр II Объект.

| Годы и периоды | Добыча нефти, тыс.т | Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, % |                   | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов нефти, % | Кoeffициент извлечения нефти, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т |              | Накопленная добыча жидкости, тыс.т |              | Обводненность, % | Закачка рабочего агента |        |             | Компенсация отборов жидкости закачкой, % | Компенсация отборов жидкости закачкой с учетом закон скв, % | Добыча нефтяного газа, млн.м³ |             |
|----------------|---------------------|--|-------------------|---------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------|------------------------------------|--------------|------------------|-------------------------|--------|-------------|--|---|-------------------------------|-------------|
|                |                     |  |                   |                                 |                                    |                                     | всего                          | мех.способом | всего                              | мех.способом |                  | годовая                 |        | накопленная |  |   | годовая                       | накопленная |
|                |                     | воды в законт. скв.                                | воды в нагн. скв. |                                 |                                    |                                     |                                |              |                                    |              |                  | воды                    |        |             |  |   |                               |             |
| 1              | 2                   | 3  | 4                 | 5                               | 6                                  | 7                                   | 8                              | 9            | 10                                 | 11           | 12               | 13                      | 14     | 15          | 16                                       | 17  | 18                            | 19          |
| 2020           | 306,4               | 1,1  | 4,3               | 21563,8                         | 76,0                               | 0,267                               | 6938,2                         | 6938,2       | 201679,4                           | 201679,4     | 95,6             | 3923,9                  | 1875,3 | 61936,0     | 27,6                                     | 85,3  | 13,6                          | 225,9       |
| 2021           | 346,6               | 1,2  | 5,1               | 21910,4                         | 77,2                               | 0,271                               | 7203,0                         | 7203,0       | 208882,5                           | 208882,5     | 95,2             | 3934,5                  | 1933,3 | 63869,2     | 27,4                                     | 83,1  | 14,3                          | 240,2       |
| 2022           | 359,4               | 1,3  | 5,6               | 22269,8                         | 78,5                               | 0,276                               | 7025,5                         | 7025,5       | 215908,0                           | 215908,0     | 94,9             | 2373,5                  | 1886,3 | 65755,5     | 27,4                                     | 61,8  | 14,9                          | 255,1       |
| 2023           | 385,3               | 1,4  | 6,3               | 22655,1                         | 79,8                               | 0,280                               | 6881,5                         | 6881,5       | 222789,5                           | 222789,5     | 94,4             | 2403,4                  | 1848,7 | 67604,2     | 27,4                                     | 62,9  | 15,9                          | 271,0       |
| 2024           | 397,1               | 1,4  | 6,9               | 23052,3                         | 81,2                               | 0,285                               | 6937,9                         | 6937,9       | 229727,4                           | 229727,4     | 94,3             | 2472,9                  | 1864,1 | 69468,2     | 27,4                                     | 63,7  | 16,4                          | 287,4       |
| 2025           | 411,4               | 1,4  | 7,7               | 23463,7                         | 82,7                               | 0,290                               | 6969,2                         | 6969,2       | 236696,6                           | 236696,6     | 94,1             | 2528,5                  | 1872,9 | 71341,1     | 27,4                                     | 64,3  | 17,0                          | 304,4       |
| 2026           | 404,8               | 1,4  | 8,2               | 23868,5                         | 84,1                               | 0,296                               | 6644,5                         | 6644,5       | 243341,1                           | 243341,1     | 93,9             | 2516,4                  | 1786,0 | 73127,2     | 27,4                                     | 65,9  | 16,7                          | 321,2       |
| 2027           | 406,3               | 1,4  | 9,0               | 24274,8                         | 85,5                               | 0,301                               | 6487,6                         | 6487,6       | 249828,6                           | 249828,6     | 93,7             | 2506,4                  | 1744,2 | 74871,4     | 27,4                                     | 66,7  | 16,8                          | 338,0       |
| 2028           | 407,7               | 1,4  | 9,9               | 24682,5                         | 87,0                               | 0,306                               | 6547,8                         | 6547,8       | 256376,4                           | 256376,4     | 93,8             | 2600,6                  | 1760,3 | 76631,7     | 27,4                                     | 67,8  | 16,9                          | 354,8       |
| 2029           | 408,5               | 1,4  | 11,1              | 25091,0                         | 88,4                               | 0,311                               | 6714,6                         | 6714,6       | 263091,0                           | 263091,0     | 93,9             | 2711,1                  | 1804,8 | 78436,5     | 27,4                                     | 68,5  | 16,9                          | 371,7       |
| 2030           | 394,7               | 1,4  | 12,0              | 25485,7                         | 89,8                               | 0,316                               | 6642,1                         | 6642,1       | 269733,0                           | 269733,0     | 94,1             | 2768,9                  | 1785,1 | 80221,6     | 27,4                                     | 69,8  | 16,3                          | 388,0       |
| 2031           | 387,8               | 1,4  | 13,4              | 25873,5                         | 91,2                               | 0,320                               | 6684,4                         | 6684,4       | 276417,4                           | 276417,4     | 94,2             | 2771,7                  | 1796,1 | 82017,7     | 27,4                                     | 69,6  | 16,0                          | 404,1       |
| 2032           | 365,8               | 1,3  | 14,6              | 26239,3                         | 92,5                               | 0,325                               | 6463,2                         | 6463,2       | 282880,6                           | 282880,6     | 94,3             | 2701,2                  | 1736,4 | 83754,1     | 27,4                                     | 69,9  | 15,1                          | 419,2       |
| 2033           | 347,5               | 1,2  | 16,2              | 26586,8                         | 93,7                               | 0,329                               | 6297,7                         | 6297,7       | 289178,3                           | 289178,3     | 94,5             | 2643,4                  | 1691,7 | 85445,8     | 27,4                                     | 70,1  | 14,4                          | 433,6       |
| 2034           | 330,1               | 1,2  | 18,4              | 26916,9                         | 94,8                               | 0,333                               | 6140,5                         | 6140,5       | 295318,8                           | 295318,8     | 94,6             | 2590,8                  | 1649,2 | 87094,9     | 27,4                                     | 70,4  | 13,6                          | 447,2       |
| 2035           | 313,3               | 1,1  | 21,4              | 27230,1                         | 95,9                               | 0,337                               | 5985,1                         | 5985,1       | 301303,9                           | 301303,9     | 94,8             | 2523,0                  | 1607,2 | 88702,1     | 27,4                                     | 70,3  | 13,0                          | 460,1       |
| 2036           | 297,6               | 1,0  | 25,9              | 27527,8                         | 97,0                               | 0,341                               | 6038,8                         | 6038,8       | 307342,6                           | 307342,6     | 95,1             | 2501,7                  | 1621,0 | 90323,1     | 27,4                                     | 69,6  | 12,3                          | 472,5       |
| 2037           | 282,7               | 1,0  | 33,2              | 27810,5                         | 98,0                               | 0,344                               | 6040,6                         | 6040,6       | 313383,2                           | 313383,2     | 95,3             | 2453,0                  | 1621,0 | 91944,1     | 27,4                                     | 68,8  | 11,7                          | 484,1       |
| 2038           | 268,6               | 0,9  | 47,2              | 28079,1                         | 98,9                               | 0,348                               | 6042,4                         | 6042,4       | 319425,6                           | 319425,6     | 95,6             | 2405,8                  | 1621,0 | 93565,1     | 27,4                                     | 68,0  | 11,1                          | 495,2       |
| 2039           | 255,2               | 0,9  | 84,9              | 28334,2                         | 99,8                               | 0,351                               | 6044,2                         | 6044,2       | 325469,9                           | 325469,9     | 95,8             | 2367,2                  | 1621,1 | 95186,2     | 27,4                                     | 67,3  | 10,5                          | 505,8       |
| 2040           | 242,2               | 0,9  | 533,9             | 28576,4                         | 100,7                              | 0,354                               | 6046,0                         | 6046,0       | 331515,9                           | 331515,9     | 96,0             | 2331,2                  | 1621,2 | 96807,4     | 27,4                                     | 66,7  | 10,0                          | 515,8       |
| 2041           | 230,0               | 0,8  | -116,9            | 28806,4                         | 101,5                              | 0,357                               | 6047,8                         | 6047,8       | 337563,8                           | 337563,8     | 96,2             | 2293,6                  | 1621,3 | 98428,7     | 27,4                                     | 66,1  | 9,5                           | 525,3       |
| 2042           | 218,5               | 0,8  | -51,2             | 29025,0                         | 102,3                              | 0,359                               | 6049,7                         | 6049,7       | 343613,4                           | 343613,4     | 96,4             | 2250,7                  | 1621,4 | 100050,1    | 27,4                                     | 65,3  | 9,0                           | 534,3       |
| 2043           | 207,6               | 0,7  | -32,2             | 29232,6                         | 103,0                              | 0,362                               | 6051,5                         | 6051,5       | 349664,9                           | 349664,9     | 96,6             | 2214,2                  | 1621,5 | 101671,7    | 27,4                                     | 64,7  | 8,6                           | 542,9       |



Таблица 4.1.14 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Центр II Объект.

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения, ед. |                 |                  |                    |            | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Эксплуатационное бурение, тыс.м | Выбытие скважин, ед. |                | Фонд добывающих скважин, ед. |             | Перевод на др.гориз | Возврат с др.гор. под добычу | Переход под нагнетание |     | Вывод из Б/Д |      | Фонд нагнетательных скважин, ед. |      | Среднегодовой дебит на 1 скважину |                 |                        | Приемистость 1 нагнетательной скважины |  |
|----------------|------------------------------|-----------------|------------------|--------------------|------------|---------------------------------------|---------------------------------|----------------------|----------------|------------------------------|-------------|---------------------|------------------------------|------------------------|-----|--------------|------|----------------------------------|------|-----------------------------------|-----------------|------------------------|--|--|
|                |                              |                 |                  |                    |            |                                       |                                 |                      |                |                              |             |                     |                              |                        |     |              |      |                                  |      |                                   |                 |                        |  |  |
|                | всего                        | добывающих верт | добывающих гориз | водонагнетательных | паронагнет |                                       |                                 | Добывающих           | нагнетательных | эксплуатационный             | действующий |                     |                              | вода                   | пар | доб          | нагн | вода                             | вода | нефть, т/сут                      | жидкости, т/сут | нефтяного газа, м³/сут | по воде м3/сут                         |  |
| 1              | 2                            | 3               | 4                | 5                  | 6          | 7                                     | 8                               | 9                    | 10             | 11                           | 12          | 13                  | 14                           | 15                     | 16  | 17           | 18   | 19                               | 21   | 23                                | 24              | 25                     | 26                                     |  |
| 2021           | 39                           | 39              | 0                | 0                  | 0          | 1033                                  | 345,0                           | 0                    | 0              | 615                          | 609         | 6                   | 2                            | 3                      | 0   | 2            | 0    | 175                              | 167  | 1,7                               | 35,6            | 70,718                 | 33,2                                   |  |
| 2022           | 62                           | 62              | 0                | 0                  | 0          | 1095                                  | 365,7                           | 0                    | 0              | 671                          | 667         | 6                   | 3                            | 3                      | 0   | 2            | 0    | 175                              | 166  | 1,6                               | 31,5            | 66,665                 | 31,8                                   |  |
| 2023           | 45                           | 45              | 0                | 0                  | 0          | 1140                                  | 380,8                           | 0                    | 0              | 707                          | 704         | 6                   | 2                            | 5                      | 0   | 1            | 0    | 178                              | 169  | 1,6                               | 28,7            | 66,365                 | 30,5                                   |  |
| 2024           | 38                           | 38              | 0                | 0                  | 0          | 1178                                  | 393,5                           | 0                    | 0              | 736                          | 736         | 6                   | 2                            | 5                      | 0   | 3            | 0    | 181                              | 172  | 1,6                               | 27,6            | 65,397                 | 29,9                                   |  |
| 2025           | 40                           | 40              | 0                | 0                  | 0          | 1218                                  | 406,8                           | 0                    | 0              | 769                          | 771         | 5                   | 3                            | 5                      | 0   | 2            | 0    | 186                              | 177  | 1,6                               | 26,5            | 64,565                 | 29,2                                   |  |
| 2026           | 35                           | 35              | 0                | 0                  | 0          | 1253                                  | 418,5                           | 0                    | 0              | 800                          | 804         | 0                   | 0                            | 4                      | 0   | 2            | 0    | 191                              | 182  | 1,5                               | 24,3            | 61,224                 | 27,2                                   |  |
| 2027           | 35                           | 35              | 0                | 0                  | 0          | 1288                                  | 430,2                           | 0                    | 0              | 835                          | 839         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 196                              | 187  | 1,4                               | 22,7            | 58,905                 | 26,3                                   |  |
| 2028           | 30                           | 30              | 0                | 0                  | 0          | 1318                                  | 440,2                           | 0                    | 0              | 865                          | 869         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 200                              | 191  | 1,4                               | 22,1            | 56,859                 | 26,5                                   |  |
| 2029           | 30                           | 30              | 0                | 0                  | 0          | 1348                                  | 450,2                           | 0                    | 0              | 895                          | 899         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 200                              | 191  | 1,3                               | 21,9            | 55,049                 | 27,2                                   |  |
| 2030           | 30                           | 30              | 0                | 0                  | 0          | 1378                                  | 460,3                           | 0                    | 0              | 925                          | 929         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 200                              | 191  | 1,2                               | 20,9            | 51,442                 | 26,9                                   |  |
| 2031           | 30                           | 30              | 0                | 0                  | 0          | 1408                                  | 470,3                           | 0                    | 0              | 955                          | 959         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 200                              | 191  | 1,2                               | 20,4            | 48,932                 | 27,1                                   |  |
| 2032           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 1408                                  | 470,3                           | 0                    | 0              | 955                          | 959         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 200                              | 191  | 1,1                               | 19,4            | 45,473                 | 26,2                                   |  |
| 2033           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 1408                                  | 470,3                           | 0                    | 0              | 955                          | 959         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 200                              | 191  | 1,0                               | 18,9            | 43,199                 | 25,5                                   |  |
| 2034           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 1408                                  | 470,3                           | 1                    | 0              | 954                          | 958         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 200                              | 191  | 1,0                               | 18,5            | 41,062                 | 24,9                                   |  |
| 2035           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 1408                                  | 470,3                           | 0                    | 0              | 954                          | 958         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 200                              | 191  | 0,9                               | 18,0            | 38,987                 | 24,2                                   |  |
| 2036           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 1408                                  | 470,3                           | 0                    | 0              | 954                          | 958         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 200                              | 191  | 0,9                               | 18,2            | 37,038                 | 24,4                                   |  |
| 2037           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 1408                                  | 470,3                           | 0                    | 0              | 954                          | 958         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 200                              | 191  | 0,9                               | 18,2            | 35,186                 | 24,4                                   |  |
| 2038           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 1408                                  | 470,3                           | 0                    | 0              | 954                          | 958         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 200                              | 191  | 0,8                               | 18,2            | 33,427                 | 24,4                                   |  |
| 2039           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 1408                                  | 470,3                           | 1                    | 0              | 953                          | 957         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 200                              | 191  | 0,8                               | 18,2            | 31,773                 | 24,4                                   |  |
| 2040           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 1408                                  | 470,3                           | 0                    | 0              | 953                          | 957         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 200                              | 191  | 0,7                               | 18,2            | 30,168                 | 24,4                                   |  |
| 2041           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 1408                                  | 470,3                           | 0                    | 0              | 953                          | 957         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 200                              | 191  | 0,7                               | 18,2            | 28,659                 | 24,4                                   |  |
| 2042           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 1408                                  | 470,3                           | 0                    | 0              | 953                          | 957         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 200                              | 191  | 0,7                               | 18,2            | 27,226                 | 24,4                                   |  |
| 2043           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 1408                                  | 470,3                           | 0                    | 0              | 953                          | 957         | 0                   | 0                            | 0                      | 0   | 0            | 0    | 200                              | 191  | 0,6                               | 18,2            | 25,865                 | 24,4                                   |  |





Таблица 4.1.15 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Центр III Объект.

| Годы и периоды | Добыча нефти, тыс.т | Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, % |         | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов нефти, % | Коэффициент извлечения нефти, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т |              | Накопленная добыча жидкости, тыс.т |              | Обводненность, % | Закачка рабочего агента |                   |             | Компенсация отборов жидкости закачкой, % | Компенсация отборов жидкости с учетом законтур скв, % | Добыча нефтяного газа, млн.м³ |             |
|----------------|---------------------|--|---------|---------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------|------------------------------------|--------------|------------------|-------------------------|-------------------|-------------|--|---|-------------------------------|-------------|
|                |                     | начальных  | текущих |                                 |                                    |                                     | всего                          | мех.способом | всего                              | мех.способом |                  | годовая                 |                   | накопленная |  |   | годовая                       | накопленная |
|                |                     |  |         |                                 |                                    |                                     |                                |              |                                    |              |                  | воды в законт. скв.     | воды в нагн. скв. | вода        |  |   |                               |             |
| 1              | 2                   | 3  | 4       | 5                               | 6                                  | 7                                   | 8                              | 9            | 10                                 | 11           | 12               | 13                      | 14                | 15          | 16                                       | 17  | 18                            | 19          |
| 2021           | 51,7                | 1,8  | 3,7     | 1586,3                          | 53,8                               | 0,110                               | 637,3                          | 637,3        | 11736,4                            | 11736,4      | 91,9             | 2847,8                  | 496,0             | 11692,1     | 79,3                                     | 87,0  | 1,8                           | 20,9        |
| 2022           | 49,8                | 1,7  | 3,7     | 1636,1                          | 55,5                               | 0,114                               | 611,2                          | 611,2        | 12347,7                            | 12347,7      | 91,8             | 1587,9                  | 475,7             | 12167,8     | 79,3                                     | 83,8  | 1,8                           | 22,7        |
| 2023           | 49,5                | 1,7  | 3,8     | 1685,6                          | 57,1                               | 0,117                               | 618,1                          | 618,1        | 12965,8                            | 12965,8      | 92,0             | 1607,8                  | 481,0             | 12648,8     | 79,3                                     | 83,8  | 1,8                           | 24,4        |
| 2024           | 50,1                | 1,7  | 4,0     | 1735,7                          | 58,8                               | 0,121                               | 622,3                          | 622,3        | 13588,1                            | 13588,1      | 92,0             | 1654,3                  | 484,2             | 13133,0     | 79,3                                     | 83,9  | 1,8                           | 26,2        |
| 2025           | 52,7                | 1,8  | 4,3     | 1788,4                          | 60,6                               | 0,124                               | 624,4                          | 624,4        | 14212,5                            | 14212,5      | 91,6             | 1691,5                  | 486,1             | 13619,1     | 79,3                                     | 84,0  | 1,9                           | 28,1        |
| 2026           | 69,5                | 2,4  | 6,0     | 1857,9                          | 63,0                               | 0,129                               | 624,4                          | 624,4        | 14836,8                            | 14836,8      | 88,9             | 1683,5                  | 487,6             | 14106,7     | 79,3                                     | 84,0  | 2,5                           | 30,6        |
| 2027           | 67,1                | 2,3  | 6,1     | 1925,1                          | 65,3                               | 0,134                               | 588,6                          | 588,6        | 15425,4                            | 15425,4      | 88,6             | 1676,7                  | 459,9             | 14566,6     | 79,3                                     | 84,2  | 2,4                           | 33,0        |
| 2028           | 65,0                | 2,2  | 6,3     | 1990,1                          | 67,5                               | 0,138                               | 618,1                          | 618,1        | 16043,6                            | 16043,6      | 89,5             | 1739,8                  | 482,4             | 15049,0     | 79,3                                     | 84,2  | 2,3                           | 35,3        |
| 2029           | 62,1                | 2,1  | 6,5     | 2052,2                          | 69,6                               | 0,143                               | 606,5                          | 606,5        | 16650,0                            | 16650,0      | 89,8             | 1813,7                  | 473,1             | 15522,1     | 79,3                                     | 84,5  | 2,2                           | 37,5        |
| 2030           | 58,4                | 2,0  | 6,5     | 2110,6                          | 71,5                               | 0,147                               | 611,5                          | 611,5        | 17261,5                            | 17261,5      | 90,4             | 1852,4                  | 476,7             | 15998,8     | 79,3                                     | 84,5  | 2,1                           | 39,6        |
| 2031           | 55,1                | 1,9  | 6,6     | 2165,7                          | 73,4                               | 0,151                               | 613,7                          | 613,7        | 17875,2                            | 17875,2      | 91,0             | 1854,2                  | 478,1             | 16476,9     | 79,3                                     | 84,5  | 2,0                           | 41,6        |
| 2032           | 52,1                | 1,8  | 6,6     | 2217,8                          | 75,2                               | 0,154                               | 618,2                          | 618,2        | 18493,4                            | 18493,4      | 91,6             | 1807,0                  | 481,2             | 16958,1     | 79,3                                     | 84,4  | 1,9                           | 43,4        |
| 2033           | 48,9                | 1,7  | 6,7     | 2266,7                          | 76,8                               | 0,158                               | 621,9                          | 621,9        | 19115,2                            | 19115,2      | 92,1             | 1768,4                  | 483,8             | 17441,9     | 79,3                                     | 84,2  | 1,7                           | 45,2        |
| 2034           | 46,4                | 1,6  | 6,8     | 2313,1                          | 78,4                               | 0,161                               | 624,2                          | 624,2        | 19739,5                            | 19739,5      | 92,6             | 1733,2                  | 485,4             | 17927,3     | 79,3                                     | 84,1  | 1,7                           | 46,9        |
| 2035           | 44,1                | 1,5  | 6,9     | 2357,2                          | 79,9                               | 0,164                               | 625,8                          | 625,8        | 20365,3                            | 20365,3      | 93,0             | 1687,8                  | 486,4             | 18413,7     | 79,3                                     | 84,0  | 1,6                           | 48,4        |
| 2036           | 41,9                | 1,4  | 7,1     | 2399,1                          | 81,3                               | 0,167                               | 627,4                          | 627,4        | 20992,6                            | 20992,6      | 93,3             | 1673,6                  | 487,4             | 18901,1     | 79,3                                     | 83,9  | 1,5                           | 49,9        |
| 2037           | 39,9                | 1,4  | 7,2     | 2439,0                          | 82,7                               | 0,170                               | 629,0                          | 629,0        | 21621,6                            | 21621,6      | 93,7             | 1641,1                  | 488,4             | 19389,5     | 79,3                                     | 83,8  | 1,4                           | 51,4        |
| 2038           | 37,8                | 1,3  | 7,4     | 2476,7                          | 84,0                               | 0,172                               | 630,6                          | 630,6        | 22252,2                            | 22252,2      | 94,0             | 1609,5                  | 489,5             | 19879,0     | 79,3                                     | 83,7  | 1,3                           | 52,7        |
| 2039           | 36,0                | 1,2  | 7,6     | 2512,8                          | 85,2                               | 0,175                               | 634,6                          | 634,6        | 22886,8                            | 22886,8      | 94,3             | 1583,6                  | 492,4             | 20371,4     | 79,3                                     | 83,6  | 1,3                           | 54,0        |
| 2040           | 34,4                | 1,2  | 7,9     | 2547,2                          | 86,3                               | 0,177                               | 636,2                          | 636,2        | 23523,0                            | 23523,0      | 94,6             | 1559,6                  | 493,5             | 20864,9     | 79,3                                     | 83,6  | 1,2                           | 55,2        |
| 2041           | 32,9                | 1,1  | 8,2     | 2580,1                          | 87,5                               | 0,179                               | 638,4                          | 638,4        | 24161,4                            | 24161,4      | 94,8             | 1534,4                  | 495,0             | 21359,9     | 79,3                                     | 83,5  | 1,2                           | 56,4        |
| 2042           | 31,5                | 1,1  | 8,5     | 2611,6                          | 88,5                               | 0,182                               | 640,1                          | 640,1        | 24801,5                            | 24801,5      | 95,1             | 1505,7                  | 496,2             | 21856,1     | 79,3                                     | 83,4  | 1,1                           | 57,5        |
| 2043           | 29,9                | 1,0  | 8,8     | 2641,6                          | 89,5                               | 0,184                               | 641,1                          | 641,1        | 25442,6                            | 25442,6      | 95,3             | 1481,3                  | 496,9             | 22353,0     | 79,3                                     | 83,3  | 1,1                           | 58,6        |



Таблица 4.1.16 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Центр III Объект.

| Годы<br>и<br>пери-<br>оды | Ввод скважин из бурения, ед. |                         |                          |                         |                | Фонд<br>скважин<br>с начала<br>разра-<br>ботки,<br>ед. | Эксплуа-<br>ционное<br>бурение,<br>тыс.м | Выбытие<br>скважин, ед. |                     | Фонд добывающих<br>скважин, ед. |                   | Перевод<br>на др<br>гориз | Возврат<br>с др<br>гор. под<br>добычу | Переход пол<br>нагнетание |     | Вывод из<br>Б/Д |      | Фонд<br>нагнетательных<br>скважин,<br>ед. |                   | Среднегодовой дебит на 1<br>скважину |                    |                              | Приемистость 1<br>нагнетательной<br>скважины |
|---------------------------|------------------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------|--|--|-------------------------|---------------------|---------------------------------|-------------------|---------------------------|---------------------------------------|---------------------------|-----|-----------------|------|---|-------------------|--------------------------------------|--------------------|------------------------------|--|
|                           |                              |                         |                          |                         |                |  |  |                         |                     |                                 |                   |                           |                                       |                           |     |                 |      | эксплуа-<br>тацион-<br>ный                | действи-<br>ующий |                                      |                    |                              |  |
|                           | всего                        | добыва-<br>ющих<br>верт | добыва-<br>ющих<br>гориз | водонагнета-<br>тельных | паро<br>нагнет |  |  | добыв<br>ающих          | нагнета-<br>тельных | эксплуа-<br>тацион-ный          | действи-<br>ующий |                           |                                       | вода                      | пар | доб             | нагн | вода                                      | вода              | нефти,<br>т/сут                      | жидкости,<br>т/сут | нефтяного<br>газа,<br>м³/сут | по воде м³/сут                               |
| 1                         | 2                            | 3                       | 4                        | 5                       | 6              | 7  | 8  | 9                       | 10                  | 11                              | 12                | 13                        | 14                                    | 15                        | 16  | 17              | 18   | 19  | 20                | 21                                   | 22                 | 23                           | 24   |
| 2021                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 157  | 52,4                                     | 0                       | 0                   | 85                              | 85                | 0                         | 0                                     | 1                         | 0   | 0               | 0    | 37  | 34                | 1,7                                  | 20,4               | 59,0                         | 42,6   |
| 2022                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 157  | 52,4                                     | 0                       | 0                   | 85                              | 85                | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 37  | 34                | 1,7                                  | 21,2               | 61,9                         | 40,8   |
| 2023                      | 5                            | 5                       | 0                        | 0                       | 0              | 162  | 54,1                                     | 0                       | 0                   | 90                              | 90                | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 37  | 34                | 1,7                                  | 21,2               | 60,8                         | 45,2   |
| 2024                      | 6                            | 6                       | 0                        | 0                       | 0              | 168  | 56,1                                     | 0                       | 0                   | 96                              | 96                | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 37  | 34                | 1,7                                  | 21,1               | 60,7                         | 45,5   |
| 2025                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 168  | 56,1                                     | 0                       | 0                   | 96                              | 96                | 0                         | 0                                     | 0                         | 4   | 0               | 0    | 41  | 38                | 1,7                                  | 20,5               | 62,0                         | 42,3   |
| 2026                      | 7                            | 7                       | 0                        | 0                       | 0              | 175  | 58,5                                     | 0                       | 0                   | 103                             | 103               | 0                         | 0                                     | 0                         | 4   | 0               | 0    | 45  | 42                | 2,2                                  | 19,3               | 76,9                         | 39,5   |
| 2027                      | 4                            | 4                       | 0                        | 0                       | 0              | 179  | 59,8                                     | 0                       | 0                   | 107                             | 107               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 2,0                                  | 17,7               | 72,1                         | 37,2   |
| 2028                      | 6                            | 6                       | 0                        | 0                       | 0              | 185  | 61,8                                     | 0                       | 0                   | 113                             | 113               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 1,9                                  | 17,9               | 67,2                         | 39,1   |
| 2029                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 185  | 61,8                                     | 0                       | 0                   | 113                             | 113               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 1,7                                  | 16,6               | 60,9                         | 38,3   |
| 2030                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 185  | 61,8                                     | 0                       | 0                   | 113                             | 113               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 1,5                                  | 16,0               | 54,7                         | 38,6   |
| 2031                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 185  | 61,8                                     | 0                       | 0                   | 113                             | 113               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 1,4                                  | 15,7               | 50,2                         | 38,7   |
| 2032                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 185  | 61,8                                     | 0                       | 0                   | 113                             | 113               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 1,3                                  | 15,8               | 47,5                         | 39,0   |
| 2033                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 185  | 61,8                                     | 0                       | 0                   | 113                             | 113               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 1,2                                  | 15,9               | 44,6                         | 39,2   |
| 2034                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 185  | 61,8                                     | 1                       | 0                   | 112                             | 112               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 1,2                                  | 15,9               | 42,3                         | 39,3   |
| 2035                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 185  | 61,8                                     | 0                       | 0                   | 112                             | 112               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 1,1                                  | 16,0               | 40,2                         | 39,4   |
| 2036                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 185  | 61,8                                     | 0                       | 0                   | 112                             | 112               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 1,1                                  | 16,1               | 38,4                         | 39,5   |
| 2037                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 185  | 61,8                                     | 0                       | 0                   | 112                             | 112               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 1,0                                  | 16,2               | 36,7                         | 39,5   |
| 2038                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 185  | 61,8                                     | 0                       | 0                   | 112                             | 112               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 1,0                                  | 16,2               | 34,7                         | 39,6   |
| 2039                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 185  | 61,8                                     | 1                       | 0                   | 111                             | 111               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 0,9                                  | 16,3               | 33,2                         | 39,9   |
| 2040                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 185  | 61,8                                     | 0                       | 0                   | 111                             | 111               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 0,9                                  | 16,4               | 31,7                         | 40,0   |
| 2041                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 185  | 61,8                                     | 0                       | 0                   | 111                             | 111               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 0,9                                  | 16,5               | 30,4                         | 40,1   |
| 2042                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 185  | 61,8                                     | 0                       | 0                   | 111                             | 111               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 0,8                                  | 16,6               | 29,3                         | 40,2   |
| 2043                      | 0                            | 0                       | 0                        | 0                       | 0              | 185  | 61,8                                     | 0                       | 0                   | 111                             | 111               | 0                         | 0                                     | 0                         | 0   | 0               | 0    | 45  | 42                | 0,8                                  | 16,7               | 27,8                         | 40,2   |



Таблица 4.1.17 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Центр IV Объект.

| Годы и периоды | Добыча нефти, тыс.т | Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, % |         | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов нефти, % | Коэффициент извлечения нефти, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т |              | Накопленная добыча жидкости, тыс.т |              | Обводненность, % | Закачка воды, тыс.м³ |             | Компенсация отборов жидкости закачкой, % | Добыча нефтяного газа, млн.м³ |             |
|----------------|---------------------|--|---------|---------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------|------------------------------------|--------------|------------------|----------------------|-------------|--|-------------------------------|-------------|
|                |                     | начальных  | текущих |                                 |                                    |                                     | всего                          | мех.способом | всего                              | мех.способом |                  | годовая              | накопленная |  | годовая                       | накопленная |
| 1              | 2                   | 3  | 4       | 5                               | 6                                  | 7                                   | 8                              | 9            | 10                                 | 11           | 12               | 13                   | 14          | 15                                       | 16                            | 17          |
| 2021           | 2,7                 | 1,2  | 1,3     | 8,8                             | 3,9                                | 0,006                               | 6,1                            | 6,1          | 29,0                               | 29,0         | 55,3             |                      |             |  | 0,1                           | 0,8         |
| 2022           | 7,8                 | 3,5  | 3,6     | 16,7                            | 7,4                                | 0,011                               | 17,5                           | 17,5         | 46,5                               | 46,5         | 55,4             |                      |             |  | 0,4                           | 1,2         |
| 2023           | 14,9                | 6,6  | 7,1     | 31,5                            | 14,0                               | 0,021                               | 33,7                           | 33,7         | 80,2                               | 80,2         | 55,9             |                      |             |  | 0,8                           | 1,9         |
| 2024           | 22,7                | 10,1   | 11,7    | 54,2                            | 24,1                               | 0,037                               | 52,4                           | 52,4         | 132,6                              | 132,6        | 56,6             |                      |             |  | 1,2                           | 3,1         |
| 2025           | 22,7                | 10,1   | 13,3    | 76,9                            | 34,2                               | 0,052                               | 53,2                           | 53,2         | 185,8                              | 185,8        | 57,3             |                      |             |  | 1,2                           | 4,3         |
| 2026           | 14,7                | 6,5  | 9,9     | 91,7                            | 40,7                               | 0,062                               | 35,1                           | 35,1         | 220,8                              | 220,8        | 58,0             |                      |             |  | 0,8                           | 5,0         |
| 2027           | 13,8                | 6,2  | 10,4    | 105,5                           | 46,9                               | 0,071                               | 33,5                           | 33,5         | 254,3                              | 254,3        | 58,7             |                      |             |  | 0,7                           | 5,7         |
| 2028           | 13,0                | 5,8  | 10,9    | 118,5                           | 52,7                               | 0,080                               | 32,0                           | 32,0         | 286,3                              | 286,3        | 59,3             |                      |             |  | 0,7                           | 6,4         |
| 2029           | 12,2                | 5,4  | 11,5    | 130,7                           | 58,1                               | 0,088                               | 30,6                           | 30,6         | 316,9                              | 316,9        | 60,0             |                      |             |  | 0,6                           | 7,0         |
| 2030           | 11,5                | 5,1  | 12,2    | 142,2                           | 63,2                               | 0,096                               | 29,2                           | 29,2         | 346,1                              | 346,1        | 60,6             |                      |             |  | 0,6                           | 7,6         |
| 2031           | 10,8                | 4,8  | 13,1    | 153,1                           | 68,0                               | 0,103                               | 27,8                           | 27,8         | 373,9                              | 373,9        | 61,2             |                      |             |  | 0,6                           | 8,1         |
| 2032           | 10,2                | 4,5  | 14,1    | 163,2                           | 72,5                               | 0,110                               | 26,6                           | 26,6         | 400,5                              | 400,5        | 61,8             |                      |             |  | 0,5                           | 8,7         |
| 2033           | 9,6                 | 4,2  | 15,5    | 172,8                           | 76,8                               | 0,116                               | 25,4                           | 25,4         | 425,8                              | 425,8        | 62,3             |                      |             |  | 0,5                           | 9,1         |
| 2034           | 9,0                 | 4,0  | 17,2    | 181,7                           | 80,8                               | 0,122                               | 24,2                           | 24,2         | 450,0                              | 450,0        | 62,9             |                      |             |  | 0,5                           | 9,6         |
| 2035           | 8,4                 | 3,8  | 19,5    | 190,2                           | 84,5                               | 0,128                               | 23,1                           | 23,1         | 473,1                              | 473,1        | 63,4             |                      |             |  | 0,4                           | 10,0        |
| 2036           | 7,7                 | 3,4  | 22,1    | 197,9                           | 87,9                               | 0,133                               | 21,4                           | 21,4         | 494,5                              | 494,5        | 64,0             |                      |             |  | 0,4                           | 10,4        |
| 2037           | 7,2                 | 3,2  | 26,7    | 205,1                           | 91,2                               | 0,138                               | 20,4                           | 20,4         | 514,9                              | 514,9        | 64,5             |                      |             |  | 0,4                           | 10,8        |
| 2038           | 6,6                 | 2,9  | 33,3    | 211,7                           | 94,1                               | 0,143                               | 18,9                           | 18,9         | 533,7                              | 533,7        | 65,0             |                      |             |  | 0,3                           | 11,1        |
| 2039           | 6,2                 | 2,8  | 46,8    | 218,0                           | 96,9                               | 0,147                               | 18,0                           | 18,0         | 551,7                              | 551,7        | 65,5             |                      |             |  | 0,3                           | 11,5        |
| 2040           | 5,7                 | 2,5  | 80,3    | 223,6                           | 99,4                               | 0,151                               | 16,6                           | 16,6         | 568,3                              | 568,3        | 65,9             |                      |             |  | 0,3                           | 11,7        |
| 2041           | 5,3                 | 2,4  | 383,9   | 228,9                           | 101,7                              | 0,154                               | 15,8                           | 15,8         | 584,2                              | 584,2        | 66,4             |                      |             |  | 0,3                           | 12,0        |
| 2042           | 4,8                 | 2,2  | -123,1  | 233,8                           | 103,9                              | 0,157                               | 14,6                           | 14,6         | 598,8                              | 598,8        | 66,8             |                      |             |  | 0,2                           | 12,3        |
| 2043           | 4,6                 | 2,0  | -51,9   | 238,3                           | 105,9                              | 0,160                               | 13,9                           | 13,9         | 612,7                              | 612,7        | 67,3             |                      |             |  | 0,2                           | 12,5        |



Таблица 4.1.18 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Центр IV Объект.

| Годы<br>и<br>пери-<br>оды | Ввод скважин из бурения,<br>ед. |                 |                     |              | Фонд<br>скважин<br>с начала<br>разра-<br>ботки,<br>ед. | Эксплуа-<br>тационное<br>бурение,<br>тыс.м | Выбытие скважин, ед. |                     | Фонд добывающих<br>скважин, ед. |                   |              | Возврат<br>с ниж.<br>гор. под<br>добычу | Перевод<br>в др.<br>гор. под<br>добычу | Переход пол<br>нагнетание | Вывод из<br>Б/Д            |                   | Фонд<br>нагнетательных<br>скважин,<br>ед. |                    | Среднегодовой дебит на 1<br>скважину |     |       | Среднего-<br>довая<br>приемис-<br>тость,<br>м³/сут |
|---------------------------|---------------------------------|-----------------|---------------------|--------------|--|--|----------------------|---------------------|---------------------------------|-------------------|--------------|---|--|---------------------------|----------------------------|-------------------|---|--------------------|--------------------------------------|-----|-------|--|
|                           | всего                           | добыва-<br>ющих | нагнета-<br>тельных | газо-<br>вых |  |  | добывающих           | нагнета-<br>тельных | эксплуа-<br>тацион-<br>ный      | действи-<br>ующий | газо-<br>вый |   |  |                           | эксплуа-<br>тацион-<br>ный | действи-<br>ующий | нефти,<br>т/сут                           | жидкости,<br>т/сут | нефтяного<br>газа,<br>м³/сут         |     |       |  |
|                           |                                 |                 |                     |              |  |  |                      |                     |                                 |                   |              |   |  |                           |                            |                   |   |                    |                                      | доб | нагн  |  |
| 1                         | 2                               | 3               | 4                   | 5            | 6  | 7  | 8                    | 9                   | 10                              | 11                | 12           | 13                                      | 14                                     | 15                        | 16                         | 17                | 18  | 19                 | 20                                   | 21  | 22    | 23   |
| 2021                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 8  | 0,0  | 0                    | 0                   | 13                              | 5                 | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 1,6                                  | 3,5 | 80,8  | 0  |
| 2022                      | 2                               | 2               | 0                   | 0            | 10   | 0,7  | 0                    | 0                   | 15                              | 15                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 1,1                                  | 2,5 | 56,8  | 0  |
| 2023                      | 7                               | 7               | 0                   | 0            | 17   | 3,0  | 0                    | 0                   | 22                              | 22                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 1,7                                  | 3,8 | 85,1  | 0  |
| 2024                      | 7                               | 7               | 0                   | 0            | 24   | 5,3  | 0                    | 0                   | 29                              | 29                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 2,0                                  | 4,6 | 102,2 | 0  |
| 2025                      | 6                               | 6               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 0                    | 0                   | 35                              | 35                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 1,7                                  | 4,0 | 87,5  | 0  |
| 2026                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 0                    | 0                   | 35                              | 35                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 1,2                                  | 2,9 | 61,9  | 0  |
| 2027                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 0                    | 0                   | 35                              | 35                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 1,1                                  | 2,8 | 58,2  | 0  |
| 2028                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 0                    | 0                   | 35                              | 35                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 1,1                                  | 2,6 | 54,7  | 0  |
| 2029                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 0                    | 0                   | 35                              | 35                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 1,0                                  | 2,5 | 51,4  | 0  |
| 2030                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 0                    | 0                   | 35                              | 35                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 0,9                                  | 2,4 | 48,3  | 0  |
| 2031                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 0                    | 0                   | 35                              | 35                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 0,9                                  | 2,3 | 45,4  | 0  |
| 2032                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 0                    | 0                   | 35                              | 35                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 0,8                                  | 2,2 | 42,7  | 0  |
| 2033                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 0                    | 0                   | 35                              | 35                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 0,8                                  | 2,1 | 40,1  | 0  |
| 2034                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 0                    | 0                   | 35                              | 35                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 0,7                                  | 2,0 | 37,7  | 0  |
| 2035                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 0                    | 0                   | 35                              | 35                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 0,7                                  | 1,9 | 35,5  | 0  |
| 2036                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 0                    | 0                   | 34                              | 34                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 0,7                                  | 1,8 | 33,3  | 0  |
| 2037                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 1                    | 0                   | 34                              | 34                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 0,6                                  | 1,7 | 31,3  | 0  |
| 2038                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 0                    | 0                   | 33                              | 33                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 0,6                                  | 1,6 | 29,5  | 0  |
| 2039                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 1                    | 0                   | 33                              | 33                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 0,5                                  | 1,6 | 27,7  | 0  |
| 2040                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 0                    | 0                   | 32                              | 32                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 0,5                                  | 1,5 | 26,0  | 0  |
| 2041                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 1                    | 0                   | 32                              | 32                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 0,5                                  | 1,4 | 24,5  | 0  |
| 2042                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 0                    | 0                   | 31                              | 31                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 0,5                                  | 1,4 | 23,0  | 0  |
| 2043                      | 0                               | 0               | 0                   | 0            | 30   | 7,3  | 1                    | 0                   | 31                              | 31                | 0            | 0                                       | 0                                      | 0                         | 0                          | 0                 | 0   | 0                  | 0,4                                  | 1,3 | 21,6  | 0  |



Таблица 4.1.19 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Восток I Объект.

| Годы  | Годовая добыча нефти | Темп отбора от извлеч. запасов |         | Накопл. добыча нефти | Отбор от извлеч. запасов | Козфф. нефтеизвлечен. | Годовая добыча жидкости | Накопленная добыча жидкости | Обводнен-ность | Закачка рабочего агента |        |          |         | Компенс. отбора закачкой | Добыча нефтяного газа |         |
|-------|----------------------|--------------------------------|---------|----------------------|--------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------|----------------|-------------------------|--------|----------|---------|--------------------------|-----------------------|---------|
|       |                      | начальн.                       | текущих |                      |                          |                       |                         |                             |                | годовая                 |        | накопл.  |         |                          | годовая               | накопл. |
|       |                      |                                |         |                      |                          |                       |                         |                             |                | вода                    | пар    | вода     | пар     |                          |                       |         |
|       |                      |                                |         |                      |                          |                       |                         |                             |                |                         |        |          |         |                          |                       |         |
| тыс.т | %                    | %                              | тыс.т   | %                    | д.ед.                    | тыс.т                 | тыс.т                   | %                           | тыс.м³         | тыс.т                   | тыс.м³ | тыс.т    | %       | млн.м³                   | млн.м³                |         |
| 1     | 2                    | 3                              | 4       | 5                    | 6                        | 7                     | 8                       | 9                           | 10             | 11                      | 12     | 13       | 14      | 15                       | 16                    | 17      |
| 2021  | 525,3                | 3,332                          | 5,335   | 6442,6               | 40,9                     | 0,167                 | 3304,5                  | 25609,1                     | 84,1           | 37,230                  | 1897,2 | 768,858  | 12832,9 | 58,1                     | 8,713                 | 69,9    |
| 2022  | 537,6                | 3,411                          | 5,768   | 6980,2               | 44,3                     | 0,181                 | 3391,2                  | 29000,3                     | 84,1           | 37,234                  | 1961,4 | 806,091  | 14794,4 | 58,5                     | 8,918                 | 78,8    |
| 2023  | 545,7                | 3,462                          | 6,213   | 7525,9               | 47,7                     | 0,195                 | 3451,6                  | 32451,9                     | 84,2           | 37,237                  | 2011,0 | 843,329  | 16805,4 | 59,0                     | 9,052                 | 87,8    |
| 2024  | 546,3                | 3,465                          | 6,632   | 8072,1               | 51,2                     | 0,209                 | 3501,4                  | 35953,2                     | 84,4           | 37,241                  | 2033,5 | 880,570  | 18838,9 | 58,8                     | 9,062                 | 96,9    |
| 2025  | 540,5                | 3,429                          | 7,028   | 8612,6               | 54,6                     | 0,223                 | 3584,4                  | 39537,6                     | 84,9           | 37,245                  | 2032,3 | 917,815  | 20871,3 | 57,4                     | 8,966                 | 105,9   |
| 2026  | 538,7                | 3,418                          | 7,534   | 9151,3               | 58,1                     | 0,237                 | 3621,6                  | 43159,2                     | 85,1           | 37,249                  | 2046,1 | 955,064  | 22917,3 | 57,2                     | 8,936                 | 114,8   |
| 2027  | 513,2                | 3,256                          | 7,763   | 9664,6               | 61,3                     | 0,250                 | 3498,3                  | 46657,5                     | 85,3           | 37,252                  | 1969,0 | 992,316  | 24886,3 | 57,0                     | 8,514                 | 123,3   |
| 2028  | 513,0                | 3,255                          | 8,412   | 10177,6              | 64,6                     | 0,263                 | 3546,1                  | 50203,7                     | 85,5           | 37,256                  | 1988,0 | 1029,572 | 26874,4 | 56,8                     | 8,510                 | 131,8   |
| 2029  | 509,6                | 3,233                          | 9,125   | 10687,2              | 67,8                     | 0,276                 | 3573,3                  | 53777,0                     | 85,7           | 37,260                  | 1995,0 | 1066,832 | 28869,4 | 56,6                     | 8,454                 | 140,3   |
| 2030  | 502,9                | 3,191                          | 9,909   | 11190,2              | 71,0                     | 0,289                 | 3577,5                  | 57354,5                     | 85,9           | 37,264                  | 1988,6 | 1104,095 | 30858,0 | 56,4                     | 8,343                 | 148,6   |
| 2031  | 482,0                | 3,058                          | 10,540  | 11672,1              | 74,0                     | 0,302                 | 3478,7                  | 60833,2                     | 86,1           | 37,267                  | 1924,9 | 1141,362 | 32782,9 | 56,1                     | 7,995                 | 156,6   |
| 2032  | 455,9                | 2,892                          | 11,144  | 12128,0              | 76,9                     | 0,314                 | 3339,5                  | 64172,7                     | 86,3           | 37,271                  | 1839,0 | 1178,633 | 34621,9 | 55,9                     | 7,562                 | 164,2   |
| 2033  | 431,1                | 2,735                          | 11,862  | 12559,1              | 79,7                     | 0,325                 | 3206,5                  | 67379,2                     | 86,6           | 37,275                  | 1756,9 | 1215,908 | 36378,8 | 55,6                     | 7,152                 | 171,3   |
| 2034  | 407,7                | 2,587                          | 12,726  | 12966,8              | 82,3                     | 0,335                 | 3078,9                  | 70458,1                     | 86,8           | 37,278                  | 1678,2 | 1253,187 | 38057,1 | 55,3                     | 6,763                 | 178,1   |
| 2035  | 386,0                | 2,449                          | 13,806  | 13352,9              | 84,7                     | 0,345                 | 2960,7                  | 73418,9                     | 87,0           | 37,282                  | 1605,0 | 1290,469 | 39662,0 | 55,0                     | 6,403                 | 184,5   |
| 2036  | 365,5                | 2,319                          | 15,165  | 13718,3              | 87,0                     | 0,355                 | 2847,6                  | 76266,5                     | 87,2           | 37,286                  | 1534,9 | 1327,755 | 41196,9 | 54,7                     | 6,062                 | 190,6   |
| 2037  | 344,5                | 2,186                          | 16,852  | 14062,9              | 89,2                     | 0,364                 | 2728,0                  | 78994,6                     | 87,4           | 37,290                  | 1461,6 | 1365,044 | 42658,5 | 54,4                     | 5,715                 | 196,3   |
| 2038  | 326,6                | 2,072                          | 19,214  | 14389,5              | 91,3                     | 0,372                 | 2628,7                  | 81623,2                     | 87,6           | 37,293                  | 1399,6 | 1402,338 | 44058,1 | 54,1                     | 5,418                 | 201,7   |
| 2039  | 309,6                | 1,964                          | 22,547  | 14699,1              | 93,3                     | 0,380                 | 2533,6                  | 84156,8                     | 87,8           | 37,297                  | 1340,2 | 1439,635 | 45398,4 | 53,8                     | 5,137                 | 206,8   |
| 2040  | 293,1                | 1,860                          | 27,560  | 14992,3              | 95,1                     | 0,388                 | 2439,3                  | 86596,1                     | 88,0           | 37,301                  | 1281,6 | 1476,935 | 46680,0 | 53,4                     | 4,863                 | 211,7   |
| 2041  | 277,9                | 1,763                          | 36,066  | 15270,2              | 96,9                     | 0,395                 | 2352,4                  | 88948,4                     | 88,2           | 37,305                  | 1227,3 | 1514,240 | 47907,3 | 53,0                     | 4,610                 | 216,3   |
| 2042  | 263,4                | 1,671                          | 53,478  | 15533,6              | 98,5                     | 0,402                 | 2269,3                  | 91217,7                     | 88,4           | 37,308                  | 1175,2 | 1551,548 | 49082,4 | 52,7                     | 4,370                 | 220,7   |
| 2043  | 249,4                | 1,582                          | 108,827 | 15783,0              | 100,1                    | 0,408                 | 2186,7                  | 93404,5                     | 88,6           | 37,312                  | 1123,8 | 1588,860 | 50206,2 | 52,3                     | 4,137                 | 224,8   |



Таблица 4.1.20 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Восток I Объект.

| Год<br>ы | Ввод скважин из бурения |                                      |                  |             | Фонд<br>скважин<br>с<br>нач.разр<br>. | Экспл.<br>бурение<br>с<br>нач.разр<br>. | Выбытие<br>скважин |           | Фонд доб. скв. |             | Перевод<br>под<br>нагнета<br>-ние<br>пара | Возвра<br>т с ниж.<br>гор. | Вывод из б/д |      |       | Фонд нагн. скв. на конец года |                        |                        |             |                        |                        | Средне годовой дебит<br>на 1 скважину |           |      | Прием. 1<br>нагн. сква-<br>жины |            |
|----------|-------------------------|--------------------------------------|------------------|-------------|---------------------------------------|---|--------------------|-----------|----------------|-------------|---|----------------------------|--------------|------|-------|-------------------------------|------------------------|------------------------|-------------|------------------------|------------------------|---------------------------------------|-----------|------|---------------------------------|------------|
|          | всег<br>о               | добыв.<br>верт.<br>(в т.ч.<br>накл.) | добыв<br>.гориз. | нагнет<br>. |                                       |   | до<br>б            | нагн<br>. | экспл<br>.     | действ<br>. |   |                            | под доб.     | доб. | нагн. | экспл<br>.                    | в т.ч.<br>водонаг<br>. | в т.ч.<br>паронаг<br>. | действ<br>. | в т.ч.<br>водонаг<br>. | в т.ч.<br>паронаг<br>. | нефт<br>и                             | жидк<br>. | газа | по<br>воде                      | по<br>пару |
|          |                         |                                      |                  |             |                                       |   |                    |           |                |             |   |                            |              |      |       |                               |                        |                        |             |                        |                        |                                       |           |      |                                 |            |
|          |                         |                                      |                  |             |                                       |   |                    |           |                |             |   |                            |              |      |       |                               |                        |                        |             |                        |                        |                                       |           |      |                                 |            |
| ед.      | ед.                     | ед.                                  | ед.              | ед.         | тыс.м                                 | ед.                                     | ед.                | ед.       | ед.            | ед.         | ед.                                       | ед.                        | ед.          | ед.  | ед.   | ед.                           | ед.                    | ед.                    | ед.         | ед.                    | ед.                    | ед.                                   | ед.       | ед.  |                                 |            |
| 1        | 2                       | 3                                    | 4                | 5           | 6                                     | 7                                       | 8                  | 9         | 10             | 11          | 12  | 13                         | 14           | 15   | 16    | 17                            | 18                     | 19                     | 20          | 21                     | 22                     | 23                                    | 24        | 25   | 26                              |            |
| 2021     | 34                      | 34                                   | 0                | 0           | 646                                   | 193,8                                   | 0                  | 0         | 555            | 554         | 14  | 4                          | 0            | 0    | 116   | 6                             | 110                    | 116                    | 6           | 110                    | 2,8                    | 17,4                                  | 45,9      | 30,9 | 67,5                            |            |
| 2022     | 26                      | 26                                   | 0                | 0           | 672                                   | 201,6                                   | 0                  | 0         | 574            | 573         | 8   | 1                          | 0            | 0    | 124   | 6                             | 118                    | 124                    | 6           | 118                    | 2,7                    | 17,1                                  | 45,0      | 30,9 | 65,1                            |            |
| 2023     | 30                      | 30                                   | 0                | 0           | 702                                   | 210,6                                   | 0                  | 0         | 604            | 603         | 2   | 2                          | 1            | 0    | 126   | 6                             | 120                    | 126                    | 6           | 120                    | 2,6                    | 16,6                                  | 43,6      | 30,9 | 65,6                            |            |
| 2024     | 20                      | 20                                   | 0                | 0           | 722                                   | 216,6                                   | 0                  | 0         | 623            | 622         | 3   | 2                          | 0            | 0    | 129   | 6                             | 123                    | 129                    | 6           | 123                    | 2,5                    | 16,2                                  | 41,9      | 30,9 | 64,7                            |            |
| 2025     | 17                      | 17                                   | 0                | 0           | 739                                   | 221,7                                   | 0                  | 0         | 639            | 638         | 3   | 2                          | 0            | 0    | 132   | 6                             | 126                    | 132                    | 6           | 126                    | 2,4                    | 16,1                                  | 40,3      | 30,9 | 63,1                            |            |
| 2026     | 20                      | 20                                   | 0                | 0           | 759                                   | 227,7                                   | 1                  | 0         | 655            | 654         | 3   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 2,4                    | 15,9                                  | 39,3      | 30,9 | 62,1                            |            |
| 2027     | 20                      | 20                                   | 0                | 0           | 779                                   | 233,7                                   | 0                  | 0         | 675            | 674         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 2,2                    | 14,9                                  | 36,3      | 30,9 | 59,7                            |            |
| 2028     | 20                      | 20                                   | 0                | 0           | 799                                   | 239,7                                   | 0                  | 0         | 695            | 694         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 2,1                    | 14,7                                  | 35,3      | 30,9 | 60,3                            |            |
| 2029     | 20                      | 20                                   | 0                | 0           | 819                                   | 245,7                                   | 1                  | 0         | 714            | 713         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 2,1                    | 14,4                                  | 34,1      | 30,9 | 60,5                            |            |
| 2030     | 20                      | 20                                   | 0                | 0           | 839                                   | 251,7                                   | 0                  | 0         | 734            | 733         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 2,0                    | 14,1                                  | 32,8      | 30,9 | 60,3                            |            |
| 2031     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 839                                   | 251,7                                   | 0                  | 0         | 734            | 733         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 1,9                    | 13,5                                  | 31,0      | 30,9 | 58,4                            |            |
| 2032     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 839                                   | 251,7                                   | 0                  | 0         | 734            | 733         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 1,8                    | 12,9                                  | 29,3      | 30,9 | 55,8                            |            |
| 2033     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 839                                   | 251,7                                   | 1                  | 0         | 733            | 732         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 1,7                    | 12,5                                  | 27,8      | 30,9 | 53,3                            |            |
| 2034     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 839                                   | 251,7                                   | 0                  | 0         | 733            | 732         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 1,6                    | 12,0                                  | 26,3      | 30,9 | 50,9                            |            |
| 2035     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 839                                   | 251,7                                   | 0                  | 0         | 733            | 732         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 1,5                    | 11,5                                  | 24,9      | 31,0 | 48,7                            |            |
| 2036     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 839                                   | 251,7                                   | 1                  | 0         | 732            | 731         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 1,4                    | 11,1                                  | 23,6      | 31,0 | 46,6                            |            |
| 2037     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 839                                   | 251,7                                   | 0                  | 0         | 732            | 731         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 1,3                    | 10,6                                  | 22,2      | 31,0 | 44,3                            |            |
| 2038     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 839                                   | 251,7                                   | 0                  | 0         | 732            | 731         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 1,3                    | 10,2                                  | 21,1      | 31,0 | 42,5                            |            |
| 2039     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 839                                   | 251,7                                   | 1                  | 0         | 731            | 730         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 1,2                    | 9,9                                   | 20,0      | 31,0 | 40,7                            |            |
| 2040     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 839                                   | 251,7                                   | 0                  | 0         | 731            | 730         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 1,1                    | 9,5                                   | 18,9      | 31,0 | 38,9                            |            |
| 2041     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 839                                   | 251,7                                   | 0                  | 0         | 731            | 730         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 1,1                    | 9,2                                   | 17,9      | 31,0 | 37,2                            |            |
| 2042     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 839                                   | 251,7                                   | 1                  | 0         | 730            | 729         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 1,0                    | 8,8                                   | 17,0      | 31,0 | 35,7                            |            |
| 2043     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 839                                   | 251,7                                   | 0                  | 0         | 730            | 729         | 0   | 0                          | 0            | 0    | 135   | 6                             | 129                    | 135                    | 6           | 129                    | 1,0                    | 8,5                                   | 16,1      | 31,0 | 34,1                            |            |



Таблица 4.1.21 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Восток II Объект.

| Годы | Годовая добыча нефти | Темп отбора от извлеч. запасов |         | Накопл. добыча нефти | Отбор от извлеч. запасов | Коэфф. нефтеизвлечен. | Годовая добыча жидкости | Накопленная добыча жидкости | Обводнен-ность | Закачка рабочего агента |               |        |          |         | Компенс. отбора закачкой без учета закон. скв | Компенс. отбора закачкой с учетом законт скв | Добыча нефтяного газа |         |
|------|----------------------|--------------------------------|---------|----------------------|--------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------|----------------|-------------------------|---------------|--------|----------|---------|---|--|-----------------------|---------|
|      |                      | начальн.                       | текущих |                      |                          |                       |                         |                             |                | годовая                 |               |        | накопл.  |         |   |  | годовая               | накопл. |
|      |                      |                                |         |                      |                          |                       |                         |                             |                | воды в законтур. скв.   | воды нагн скв | пар    | вода     | пар     |   |  |                       |         |
|      |                      | тыс.т                          | %       | %                    | тыс.т                    | %                     | д.ед.                   | тыс.т                       | тыс.т          | %                       | тыс.м³        | тыс.м³ | тыс.т    | тыс.м³  | тыс.т   | %  | %                     | млн.м³  |
| 1    | 2                    | 3                              | 4       | 5                    | 6                        | 7                     | 8                       | 9                           | 10             | 11                      | 12            | 13     | 14       | 15      | 16  | 17   | 18                    | 19      |
| 2021 | 243,1                | 2,030                          | 4,771   | 7126,4               | 59,5                     | 0,187                 | 1944,6                  | 35539,8                     | 87,5           | 2243,1                  | 24,655        | 1010,5 | 2680,617 | 17526,4 | 56,1  | 58,1   | 3,867                 | 72,1    |
| 2022 | 240,4                | 2,007                          | 4,954   | 7366,8               | 61,5                     | 0,194                 | 1915,0                  | 37454,9                     | 87,4           | 1140,5                  | 24,658        | 1000,0 | 2705,274 | 18526,4 | 56,4  | 57,4   | 3,823                 | 75,9    |
| 2023 | 244,2                | 2,039                          | 5,295   | 7611,1               | 63,5                     | 0,200                 | 1977,4                  | 39432,3                     | 87,6           | 1154,9                  | 24,660        | 1016,7 | 2729,934 | 19543,1 | 55,5  | 56,5   | 3,884                 | 79,8    |
| 2024 | 232,8                | 1,943                          | 5,330   | 7843,9               | 65,5                     | 0,206                 | 1916,8                  | 41349,1                     | 87,9           | 1188,3                  | 24,662        | 970,0  | 2754,597 | 20513,1 | 54,7  | 55,8   | 3,702                 | 83,5    |
| 2025 | 228,8                | 1,910                          | 5,532   | 8072,6               | 67,4                     | 0,212                 | 1915,8                  | 43264,8                     | 88,1           | 1215,0                  | 24,665        | 954,0  | 2779,262 | 21467,0 | 53,9  | 55,0   | 3,638                 | 87,1    |
| 2026 | 222,7                | 1,859                          | 5,702   | 8295,4               | 69,2                     | 0,218                 | 1897,6                  | 45162,5                     | 88,3           | 1209,2                  | 24,667        | 929,6  | 2803,929 | 22396,6 | 53,0  | 54,2   | 3,542                 | 90,7    |
| 2027 | 221,2                | 1,846                          | 6,004   | 8516,6               | 71,1                     | 0,224                 | 1917,6                  | 47080,1                     | 88,5           | 1204,3                  | 24,670        | 923,8  | 2828,599 | 23320,5 | 52,2  | 53,3   | 3,517                 | 94,2    |
| 2028 | 222,2                | 1,855                          | 6,416   | 8738,7               | 72,9                     | 0,230                 | 1960,8                  | 49040,8                     | 88,7           | 1249,6                  | 24,672        | 928,7  | 2853,271 | 24249,1 | 51,3  | 52,5   | 3,533                 | 97,7    |
| 2029 | 222,6                | 1,858                          | 6,870   | 8961,3               | 74,8                     | 0,236                 | 2000,9                  | 51041,7                     | 88,9           | 1302,7                  | 24,675        | 931,4  | 2877,946 | 25180,5 | 50,4  | 51,6   | 3,540                 | 101,2   |
| 2030 | 221,0                | 1,845                          | 7,324   | 9182,4               | 76,7                     | 0,241                 | 2023,7                  | 53065,4                     | 89,1           | 1330,5                  | 24,677        | 925,5  | 2902,623 | 26106,0 | 49,6  | 50,8   | 3,515                 | 104,8   |
| 2031 | 217,3                | 1,814                          | 7,769   | 9399,6               | 78,5                     | 0,247                 | 2027,4                  | 55092,8                     | 89,3           | 1331,9                  | 24,680        | 910,6  | 2927,303 | 27016,6 | 48,7  | 49,9   | 3,455                 | 108,2   |
| 2032 | 214,3                | 1,789                          | 8,308   | 9614,0               | 80,3                     | 0,253                 | 2038,4                  | 57131,2                     | 89,5           | 1297,9                  | 24,682        | 898,9  | 2951,985 | 27915,5 | 47,9  | 49,0   | 3,408                 | 111,6   |
| 2033 | 210,6                | 1,758                          | 8,903   | 9824,5               | 82,0                     | 0,258                 | 2042,4                  | 59173,6                     | 89,7           | 1270,2                  | 24,685        | 883,9  | 2976,670 | 28799,4 | 47,0  | 48,1   | 3,348                 | 115,0   |
| 2034 | 207,6                | 1,733                          | 9,637   | 10032,2              | 83,7                     | 0,264                 | 2054,7                  | 61228,3                     | 89,9           | 1244,9                  | 24,687        | 872,3  | 3001,357 | 29671,8 | 46,2  | 47,3   | 3,302                 | 118,3   |
| 2035 | 202,2                | 1,688                          | 10,383  | 10234,3              | 85,4                     | 0,269                 | 2041,7                  | 63270,1                     | 90,1           | 1212,3                  | 24,690        | 850,1  | 3026,046 | 30521,9 | 45,3  | 46,4   | 3,215                 | 121,5   |
| 2036 | 195,1                | 1,628                          | 11,180  | 10429,4              | 87,1                     | 0,274                 | 2011,6                  | 65281,6                     | 90,3           | 1202,1                  | 24,692        | 820,9  | 3050,738 | 31342,8 | 44,5  | 45,6   | 3,102                 | 124,6   |
| 2037 | 184,0                | 1,536                          | 11,871  | 10613,4              | 88,6                     | 0,279                 | 1937,9                  | 67219,6                     | 90,5           | 1178,7                  | 24,695        | 774,9  | 3075,433 | 32117,7 | 43,7  | 44,8   | 2,926                 | 127,5   |
| 2038 | 172,8                | 1,442                          | 12,650  | 10786,1              | 90,0                     | 0,283                 | 1859,9                  | 69079,4                     | 90,7           | 1156,1                  | 24,697        | 728,3  | 3100,130 | 32846,0 | 42,9  | 44,0   | 2,747                 | 130,3   |
| 2039 | 162,9                | 1,360                          | 13,657  | 10949,1              | 91,4                     | 0,288                 | 1793,4                  | 70872,8                     | 90,9           | 1137,5                  | 24,699        | 687,4  | 3124,829 | 33533,4 | 42,1  | 43,2   | 2,591                 | 132,9   |
| 2040 | 154,0                | 1,285                          | 14,948  | 11103,0              | 92,7                     | 0,292                 | 1733,7                  | 72606,5                     | 91,1           | 1120,2                  | 24,702        | 650,2  | 3149,531 | 34183,6 | 41,2  | 42,4   | 2,448                 | 135,3   |
| 2041 | 145,5                | 1,215                          | 16,608  | 11248,5              | 93,9                     | 0,296                 | 1676,9                  | 74283,4                     | 91,3           | 1102,1                  | 24,704        | 614,9  | 3174,236 | 34798,5 | 40,4  | 41,6   | 2,314                 | 137,6   |
| 2042 | 134,4                | 1,122                          | 18,392  | 11382,9              | 95,0                     | 0,299                 | 1585,9                  | 75869,3                     | 91,5           | 1081,5                  | 24,707        | 568,4  | 3198,942 | 35366,9 | 39,7  | 40,9   | 2,137                 | 139,8   |
| 2043 | 126,7                | 1,058                          | 21,254  | 11509,6              | 96,1                     | 0,302                 | 1532,5                  | 77401,9                     | 91,7           | 1064,0                  | 24,709        | 536,5  | 3223,652 | 35903,3 | 38,8  | 40,1   | 2,015                 | 141,8   |



Таблица 4.1.22 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Восток II Объект.

| Годы | Ввод скважин из бурения |                             |               |             |             | Фонд скважин с нач.разр. | Экспл. бурение с нач.разр. | Выбытие скважин |       | Фонд доб. скв. на конец года |         | Перевод под нагнета-ние пара | Перевод на друг. гор. | Возврат с друг. гор. | Вывод из б/д |       | Фонд нагн. скв. на конец года |                  |                  |         |                  |                  | Средне годовой дебит на 1 скважину |       |        | Прием. 1 нагн. скважины |         |
|------|-------------------------|-----------------------------|---------------|-------------|-------------|--------------------------|----------------------------|-----------------|-------|------------------------------|---------|------------------------------|-----------------------|----------------------|--------------|-------|-------------------------------|------------------|------------------|---------|------------------|------------------|------------------------------------|-------|--------|-------------------------|---------|
|      | всего                   | добыв. верт. (в т.ч. накл.) | добыв. гориз. | паронагнет. | водонагнет. |                          |                            | доб.            | нагн. | экспл.                       | действ. |                              |                       |                      | доб.         | нагн. | экспл.                        | в т.ч. водонагн. | в т.ч. паронагн. | действ. | в т.ч. водонагн. | в т.ч. паронагн. | нефти                              | жидк. | газа   | по воде                 | по пару |
|      | ед.                     | ед.                         | ед.           | ед.         | ед.         | ед.                      | тыс.м                      | ед.             | ед.   | ед.                          | ед.     | ед.                          | ед.                   | ед.                  | ед.          | ед.   | ед.                           | ед.              | ед.              | ед.     | ед.              | ед.              | т/сут                              | т/сут | м³/сут | м³/сут                  | т/сут   |
| 1    | 2                       | 3                           | 4             | 5           | 6           | 7                        | 8                          | 9               | 10    | 11                           | 12      | 13                           | 14                    | 15                   | 16           | 17    | 18                            | 19               | 20               | 21      | 22               | 23               | 24                                 | 25    | 26     | 27                      | 28      |
| 2021 | 2                       | 2                           | 0             | 0           | 0           | 583                      | 174,9                      | 0               | 0     | 381                          | 380     | 1                            | 1                     | 0                    | 1            | 0     | 95                            | 2                | 93               | 91      | 2                | 89               | 1,88                               | 15,0  | 29,9   | 38,5                    | 54,5    |
| 2022 | 0                       | 0                           | 0             | 0           | 0           | 583                      | 174,9                      | 0               | 0     | 378                          | 377     | 2                            | 1                     | 0                    | 0            | 0     | 97                            | 2                | 95               | 93      | 2                | 91               | 1,86                               | 14,8  | 29,5   | 39,7                    | 52,7    |
| 2023 | 6                       | 6                           | 0             | 0           | 0           | 589                      | 176,7                      | 0               | 0     | 383                          | 382     | 1                            | 1                     | 0                    | 1            | 0     | 98                            | 2                | 96               | 94      | 2                | 92               | 1,89                               | 15,3  | 30,0   | 39,7                    | 53,0    |
| 2024 | 5                       | 5                           | 0             | 0           | 0           | 594                      | 178,2                      | 0               | 0     | 388                          | 387     | 0                            | 1                     | 0                    | 1            | 0     | 98                            | 2                | 96               | 94      | 2                | 92               | 1,78                               | 14,6  | 28,3   | 39,7                    | 50,6    |
| 2025 | 9                       | 9                           | 0             | 0           | 0           | 603                      | 180,9                      | 0               | 0     | 395                          | 394     | 1                            | 1                     | 0                    | 0            | 0     | 99                            | 2                | 97               | 95      | 2                | 93               | 1,72                               | 14,4  | 27,3   | 39,8                    | 49,2    |
| 2026 | 10                      | 10                          | 0             | 0           | 0           | 613                      | 183,9                      | 0               | 0     | 403                          | 402     | 1                            | 1                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 1,64                               | 14,0  | 26,1   | 39,8                    | 47,5    |
| 2027 | 17                      | 17                          | 0             | 0           | 0           | 630                      | 189,0                      | 1               | 0     | 419                          | 418     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 1,58                               | 13,7  | 25,1   | 39,8                    | 47,2    |
| 2028 | 11                      | 11                          | 0             | 0           | 0           | 641                      | 192,3                      | 0               | 0     | 430                          | 429     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 1,54                               | 13,6  | 24,5   | 39,8                    | 47,4    |
| 2029 | 10                      | 10                          | 0             | 0           | 0           | 651                      | 195,3                      | 0               | 0     | 440                          | 439     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 1,51                               | 13,5  | 23,9   | 39,8                    | 47,5    |
| 2030 | 10                      | 10                          | 0             | 0           | 0           | 661                      | 198,3                      | 0               | 0     | 450                          | 449     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 1,46                               | 13,4  | 23,2   | 39,8                    | 47,2    |
| 2031 | 10                      | 10                          | 0             | 0           | 0           | 671                      | 201,3                      | 1               | 0     | 459                          | 458     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 1,40                               | 13,1  | 22,3   | 39,8                    | 46,5    |
| 2032 | 10                      | 10                          | 0             | 0           | 0           | 681                      | 204,3                      | 0               | 0     | 469                          | 468     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 1,36                               | 12,9  | 21,6   | 39,8                    | 45,9    |
| 2033 | 10                      | 10                          | 0             | 0           | 0           | 691                      | 207,3                      | 0               | 0     | 479                          | 478     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 1,31                               | 12,7  | 20,8   | 39,8                    | 45,1    |
| 2034 | 12                      | 12                          | 0             | 0           | 0           | 703                      | 210,9                      | 0               | 0     | 491                          | 490     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 1,26                               | 12,5  | 20,0   | 39,8                    | 44,5    |
| 2035 | 0                       | 0                           | 0             | 0           | 0           | 703                      | 210,9                      | 1               | 0     | 490                          | 489     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 1,21                               | 12,2  | 19,3   | 39,8                    | 43,4    |
| 2036 | 0                       | 0                           | 0             | 0           | 0           | 703                      | 210,9                      | 0               | 0     | 490                          | 489     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 1,17                               | 12,1  | 18,6   | 39,8                    | 41,9    |
| 2037 | 0                       | 0                           | 0             | 0           | 0           | 703                      | 210,9                      | 0               | 0     | 490                          | 489     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 1,10                               | 11,6  | 17,6   | 39,8                    | 39,6    |
| 2038 | 0                       | 0                           | 0             | 0           | 0           | 703                      | 210,9                      | 0               | 0     | 490                          | 489     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 1,04                               | 11,2  | 16,5   | 39,8                    | 37,2    |
| 2039 | 0                       | 0                           | 0             | 0           | 0           | 703                      | 210,9                      | 1               | 0     | 489                          | 488     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 0,98                               | 10,8  | 15,6   | 39,8                    | 35,1    |
| 2040 | 0                       | 0                           | 0             | 0           | 0           | 703                      | 210,9                      | 0               | 0     | 489                          | 488     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 0,93                               | 10,4  | 14,7   | 39,8                    | 33,2    |
| 2041 | 0                       | 0                           | 0             | 0           | 0           | 703                      | 210,9                      | 0               | 0     | 489                          | 488     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 0,88                               | 10,1  | 13,9   | 39,8                    | 31,4    |
| 2042 | 0                       | 0                           | 0             | 0           | 0           | 703                      | 210,9                      | 0               | 0     | 489                          | 488     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 0,81                               | 9,5   | 12,9   | 39,8                    | 29,0    |
| 2043 | 0                       | 0                           | 0             | 0           | 0           | 703                      | 210,9                      | 1               | 0     | 488                          | 487     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 100                           | 2                | 98               | 96      | 2                | 94               | 0,76                               | 9,2   | 12,1   | 39,8                    | 27,4    |





Таблица 4.1.23 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Восток III Объект.

| Годы | Годовая добыча нефти | Темп отбора от извлеч. запасов |         | Накопл. добыча нефти | Отбор от извлеч. запасов | Коефф. нефтеизвлечен. | Годовая добыча жидкости | Накопленная добыча жидкости | Обводненность | Закачка рабочего агента |        |                     |         | Компенс. отбора закачкой без учета закон. скв | Компенс. отбора закачкой с учетом законт. скв | Добыча нефтяного газа |         |
|------|----------------------|--------------------------------|---------|----------------------|--------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------|-------------------------|--------|---------------------|---------|---|---|-----------------------|---------|
|      |                      | начальн.                       | текущих |                      |                          |                       |                         |                             |               | годовая                 |        | накопл.             |         |   |   | годовая               | накопл. |
|      |                      |                                |         |                      |                          |                       |                         |                             |               | воды в законт. скв.     | пар    | воды в законт. скв. | пар     |   |   |                       |         |
|      |                      | тыс.т                          | %       | %                    | тыс.т                    | %                     | д.ед.                   | тыс.т                       | тыс.т         | %                       | тыс.м³ | тыс.т               | тыс.м³  | тыс.т   | %   | %                     | млн.м³  |
| 1    | 2                    | 3                              | 4       | 5                    | 6                        | 7                     | 8                       | 9                           | 10            | 11                      | 12     | 13                  | 14      | 15  | 16  | 17                    | 18      |
| 2021 | 462,7                | 2,879                          | 6,973   | 9900,4               | 61,6                     | 0,242                 | 3452,8                  | 47909,9                     | 86,6          | 4509,5                  | 2112,2 | 60193,1             | 27643,3 | 62,3  | 64,5  | 8,3                   | 109,6   |
| 2022 | 458,4                | 2,852                          | 7,427   | 10358,8              | 64,5                     | 0,254                 | 3429,2                  | 51339,2                     | 86,6          | 2539,8                  | 2093,6 | 62732,8             | 29736,9 | 62,2  | 63,4  | 8,2                   | 117,8   |
| 2023 | 427,9                | 2,662                          | 7,489   | 10786,7              | 67,1                     | 0,264                 | 3276,0                  | 54615,2                     | 86,9          | 2571,8                  | 1955,2 | 65304,6             | 31692,1 | 60,8  | 62,2  | 7,7                   | 125,5   |
| 2024 | 413,5                | 2,573                          | 7,823   | 11200,2              | 69,7                     | 0,274                 | 3242,0                  | 57857,2                     | 87,2          | 2646,1                  | 1890,3 | 67950,7             | 33582,4 | 59,4  | 60,8  | 7,4                   | 132,9   |
| 2025 | 400,5                | 2,492                          | 8,221   | 11600,7              | 72,2                     | 0,284                 | 3217,5                  | 61074,7                     | 87,6          | 2705,6                  | 1831,9 | 70656,3             | 35414,3 | 58,0  | 59,5  | 7,2                   | 140,1   |
| 2026 | 369,1                | 2,297                          | 8,254   | 11969,8              | 74,5                     | 0,293                 | 3039,8                  | 64114,4                     | 87,9          | 2692,7                  | 1688,9 | 73349,0             | 37103,2 | 56,7  | 58,2  | 6,6                   | 146,7   |
| 2027 | 355,8                | 2,214                          | 8,673   | 12325,7              | 76,7                     | 0,302                 | 3006,1                  | 67120,6                     | 88,2          | 2681,9                  | 1628,9 | 76030,9             | 38732,1 | 55,3  | 56,8  | 6,4                   | 153,0   |
| 2028 | 342,2                | 2,129                          | 9,134   | 12667,9              | 78,8                     | 0,310                 | 2968,0                  | 70088,6                     | 88,5          | 2782,8                  | 1567,3 | 78813,7             | 40299,4 | 53,9  | 55,5  | 6,1                   | 159,2   |
| 2029 | 323,0                | 2,010                          | 9,489   | 12990,9              | 80,8                     | 0,318                 | 2878,0                  | 72966,6                     | 88,8          | 2901,0                  | 1480,2 | 81714,8             | 41779,6 | 52,5  | 54,3  | 5,8                   | 165,0   |
| 2030 | 307,2                | 1,911                          | 9,970   | 13298,2              | 82,7                     | 0,326                 | 2813,8                  | 75780,4                     | 89,1          | 2962,9                  | 1408,3 | 84677,7             | 43187,9 | 51,1  | 52,9  | 5,5                   | 170,5   |
| 2031 | 291,9                | 1,816                          | 10,520  | 13590,0              | 84,6                     | 0,333                 | 2750,3                  | 78530,7                     | 89,4          | 2965,9                  | 1338,5 | 87643,6             | 44526,4 | 49,7  | 51,6  | 5,2                   | 175,7   |
| 2032 | 276,3                | 1,719                          | 11,129  | 13866,3              | 86,3                     | 0,339                 | 2680,5                  | 81211,2                     | 89,7          | 2890,4                  | 1267,5 | 90533,9             | 45794,0 | 48,3  | 50,2  | 5,0                   | 180,7   |
| 2033 | 263,1                | 1,637                          | 11,927  | 14129,4              | 87,9                     | 0,346                 | 2631,4                  | 83842,6                     | 90,0          | 2828,6                  | 1207,9 | 93362,5             | 47001,9 | 46,9  | 48,8  | 4,7                   | 185,4   |
| 2034 | 249,7                | 1,553                          | 12,849  | 14379,1              | 89,5                     | 0,352                 | 2575,5                  | 86418,1                     | 90,3          | 2772,3                  | 1146,6 | 96134,8             | 48148,4 | 45,5  | 47,4  | 4,5                   | 189,9   |
| 2035 | 234,7                | 1,460                          | 13,859  | 14613,8              | 90,9                     | 0,358                 | 2499,9                  | 88917,9                     | 90,6          | 2699,7                  | 1078,3 | 98834,5             | 49226,7 | 44,1  | 46,0  | 4,2                   | 194,1   |
| 2036 | 220,1                | 1,370                          | 15,090  | 14833,9              | 92,3                     | 0,363                 | 2423,8                  | 91341,8                     | 90,9          | 2676,9                  | 1011,8 | 101511,5            | 50238,5 | 42,7  | 44,7  | 3,9                   | 198,0   |
| 2037 | 206,9                | 1,287                          | 16,706  | 15040,8              | 93,6                     | 0,368                 | 2357,9                  | 93699,6                     | 91,2          | 2624,9                  | 951,5  | 104136,3            | 51190,0 | 41,3  | 43,3  | 3,7                   | 201,7   |
| 2038 | 194,5                | 1,210                          | 18,853  | 15235,3              | 94,8                     | 0,373                 | 2296,5                  | 95996,1                     | 91,5          | 2574,4                  | 894,9  | 106710,7            | 52084,9 | 39,9  | 41,9  | 3,5                   | 205,2   |
| 2039 | 182,8                | 1,138                          | 21,840  | 15418,1              | 95,9                     | 0,377                 | 2239,7                  | 98235,8                     | 91,8          | 2533,0                  | 841,6  | 109243,8            | 52926,5 | 38,5  | 40,5  | 3,3                   | 208,5   |
| 2040 | 171,5                | 1,067                          | 26,208  | 15589,6              | 97,0                     | 0,382                 | 2182,5                  | 100418,3                    | 92,1          | 2494,5                  | 789,7  | 111738,3            | 53716,2 | 37,1  | 39,1  | 3,1                   | 211,6   |
| 2041 | 161,2                | 1,003                          | 33,385  | 15750,8              | 98,0                     | 0,386                 | 2134,8                  | 102553,1                    | 92,4          | 2454,3                  | 742,7  | 114192,6            | 54458,8 | 35,7  | 37,7  | 2,9                   | 214,4   |
| 2042 | 151,5                | 0,943                          | 47,110  | 15902,3              | 98,9                     | 0,389                 | 2062,4                  | 104615,5                    | 92,7          | 2408,4                  | 698,4  | 116601,0            | 55157,3 | 34,7  | 36,8  | 2,7                   | 217,2   |
| 2043 | 142,4                | 0,886                          | 83,729  | 16044,8              | 99,8                     | 0,393                 | 1994,1                  | 106609,6                    | 92,9          | 2369,3                  | 656,8  | 118970,3            | 55814,1 | 33,8  | 35,9  | 2,6                   | 219,7   |



Таблица 4.1.24 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Восток III Объект.

| Годы | Ввод скважин из бурения |                             |               |              |              | Фонд скважин с нач.разр. | Экспл. бурение с нач.разр. | Выбытие скважин |       | Фонд доб. скв. |         | Перевод под нагнета-ние пара | Перевод на друг. гор. | Возврат с друг. гор. | Вывод из б/д |       | Фонд нагн. скв. на конец года |         | Средне годовой дебит на 1 скважину |       |      | Прием. 1 нагн. сква-жины |         |
|------|-------------------------|-----------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------------------|----------------------------|-----------------|-------|----------------|---------|------------------------------|-----------------------|----------------------|--------------|-------|-------------------------------|---------|------------------------------------|-------|------|--------------------------|---------|
|      |                         |                             |               |              |              |                          |                            |                 |       | на конец года  |         |                              |                       |                      |              |       |                               |         |                                    |       |      |                          |         |
|      | всего                   | добыв. верт. (в т.ч. накл.) | добыв. гориз. | паро нагнет. | водо нагнет. |                          |                            | доб             | нагн. | экспл.         | действ. |                              |                       |                      | доб.         | нагн. | экспл.                        | действ. | нефти                              | жидк. | газа |                          | по пару |
|      |                         |                             |               |              |              |                          |                            |                 |       |                |         |                              |                       |                      |              |       |                               |         |                                    |       |      |                          |         |
| 1    | 2                       | 3                           | 4             | 5            | 6            | 7                        | тыс.м                      | 9               | 10    | 11             | 12      | 13                           | 14                    | 15                   | 16           | 17    | 18                            | 21      | 24                                 | 25    | 26   | 28                       |         |
| 2021 | 8                       | 4                           | 0             | 4            | 0            | 564                      | 208,7                      | 0               | 0     | 449            | 449     | 5                            | 4                     | 1                    | 0            | 0     | 100                           | 100     | 2,90                               | 21,7  | 52,1 | 66,5                     |         |
| 2022 | 7                       | 2                           | 0             | 5            | 0            | 571                      | 211,3                      | 0               | 0     | 443            | 443     | 5                            | 3                     | 0                    | 0            | 0     | 110                           | 110     | 2,91                               | 21,8  | 52,2 | 59,9                     |         |
| 2023 | 12                      | 7                           | 0             | 5            | 0            | 583                      | 215,7                      | 0               | 0     | 442            | 442     | 4                            | 4                     | 0                    | 0            | 0     | 119                           | 119     | 2,74                               | 21,0  | 49,1 | 51,7                     |         |
| 2024 | 7                       | 5                           | 0             | 2            | 0            | 590                      | 218,3                      | 0               | 0     | 441            | 441     | 1                            | 5                     | 0                    | 0            | 0     | 122                           | 122     | 2,66                               | 20,8  | 47,6 | 48,8                     |         |
| 2025 | 5                       | 3                           | 0             | 2            | 0            | 595                      | 220,2                      | 0               | 0     | 437            | 437     | 2                            | 5                     | 0                    | 0            | 0     | 126                           | 126     | 2,59                               | 20,8  | 46,4 | 45,8                     |         |
| 2026 | 3                       | 0                           | 0             | 3            | 0            | 598                      | 221,3                      | 0               | 0     | 430            | 430     | 4                            | 3                     | 0                    | 0            | 0     | 133                           | 133     | 2,41                               | 19,9  | 43,3 | 40,0                     |         |
| 2027 | 4                       | 0                           | 0             | 4            | 0            | 602                      | 222,7                      | 1               | 0     | 429            | 429     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 137                           | 137     | 2,36                               | 20,0  | 42,4 | 37,4                     |         |
| 2028 | 4                       | 0                           | 0             | 4            | 0            | 606                      | 224,2                      | 0               | 0     | 429            | 429     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 141                           | 141     | 2,28                               | 19,8  | 40,9 | 35,0                     |         |
| 2029 | 8                       | 5                           | 0             | 3            | 0            | 614                      | 227,2                      | 0               | 0     | 434            | 434     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 144                           | 144     | 2,14                               | 19,1  | 38,3 | 32,4                     |         |
| 2030 | 8                       | 5                           | 0             | 3            | 0            | 622                      | 230,1                      | 0               | 0     | 439            | 439     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 147                           | 147     | 2,01                               | 18,4  | 36,0 | 30,2                     |         |
| 2031 | 7                       | 4                           | 0             | 3            | 0            | 629                      | 232,7                      | 1               | 0     | 442            | 442     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 150                           | 150     | 1,89                               | 17,8  | 33,9 | 28,1                     |         |
| 2032 | 7                       | 4                           | 0             | 3            | 0            | 636                      | 235,3                      | 0               | 0     | 446            | 446     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 153                           | 153     | 1,78                               | 17,2  | 31,9 | 26,1                     |         |
| 2033 | 11                      | 8                           | 0             | 3            | 0            | 647                      | 239,4                      | 0               | 0     | 454            | 454     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 156                           | 156     | 1,67                               | 16,7  | 29,9 | 24,4                     |         |
| 2034 | 0                       | 0                           | 0             | 0            | 0            | 647                      | 239,4                      | 0               | 0     | 454            | 454     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 156                           | 156     | 1,57                               | 16,2  | 28,2 | 23,1                     |         |
| 2035 | 0                       | 0                           | 0             | 0            | 0            | 647                      | 239,4                      | 1               | 0     | 453            | 453     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 156                           | 156     | 1,48                               | 15,7  | 26,5 | 21,8                     |         |
| 2036 | 0                       | 0                           | 0             | 0            | 0            | 647                      | 239,4                      | 0               | 0     | 453            | 453     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 156                           | 156     | 1,39                               | 15,3  | 24,9 | 20,4                     |         |
| 2037 | 0                       | 0                           | 0             | 0            | 0            | 647                      | 239,4                      | 0               | 0     | 453            | 453     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 156                           | 156     | 1,30                               | 14,9  | 23,4 | 19,2                     |         |
| 2038 | 0                       | 0                           | 0             | 0            | 0            | 647                      | 239,4                      | 0               | 0     | 453            | 453     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 156                           | 156     | 1,23                               | 14,5  | 22,0 | 18,1                     |         |
| 2039 | 0                       | 0                           | 0             | 0            | 0            | 647                      | 239,4                      | 1               | 0     | 452            | 452     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 156                           | 156     | 1,15                               | 14,1  | 20,7 | 17,0                     |         |
| 2040 | 0                       | 0                           | 0             | 0            | 0            | 647                      | 239,4                      | 0               | 0     | 452            | 452     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 156                           | 156     | 1,08                               | 13,8  | 19,4 | 15,9                     |         |
| 2041 | 0                       | 0                           | 0             | 0            | 0            | 647                      | 239,4                      | 0               | 0     | 452            | 452     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 156                           | 156     | 1,02                               | 13,5  | 18,3 | 15,0                     |         |
| 2042 | 0                       | 0                           | 0             | 0            | 0            | 647                      | 239,4                      | 0               | 0     | 452            | 452     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 156                           | 156     | 0,96                               | 13,0  | 17,2 | 14,1                     |         |
| 2043 | 0                       | 0                           | 0             | 0            | 0            | 647                      | 239,4                      | 1               | 0     | 451            | 451     | 0                            | 0                     | 0                    | 0            | 0     | 156                           | 156     | 0,90                               | 12,6  | 16,1 | 13,3                     |         |



Таблица 4.1.25 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Запад I Объект.

| Годы | Годовая добыча нефти | Темп отбора от извлеч. запасов |          | Накопл. добыча нефти | Отбор от извлеч. запасов | Коефф. нефтеизвлечен. | Годовая добыча жидкости | Накопленная добыча жидк. | Обводненность | Закачка рабочего агента |        |                |        | Компенс. отбора закачкой | Добыча нефтяного газа |         |
|------|----------------------|--------------------------------|----------|----------------------|--------------------------|-----------------------|-------------------------|--------------------------|---------------|-------------------------|--------|----------------|--------|--------------------------|-----------------------|---------|
|      |                      | начальн.                       | текущих  |                      |                          |                       |                         |                          |               | годовая, тыс. т         |        | накопл., тыс.т |        |                          | годовая               | накопл. |
|      |                      |                                |          |                      |                          |                       |                         |                          |               | тыс.т                   | %      | %              | тыс.т  |                          |                       |         |
| 1    | 2                    | 3                              | 4        | 5                    | 6                        | 7                     | 8                       | 9                        | 10            | 11                      | 12     | 12             | 13     | 14                       | 15                    | 16      |
| 2021 | 73,4                 | 2,380                          | 4,086    | 1362,31              | 44,1                     | 0,084                 | 1324,0                  | 13834,6                  | 94,5          | 363,3                   | 98,99  | 2645,9         | 741,2  | 35,5                     | 2,629                 | 21,67   |
| 2022 | 74,6                 | 2,418                          | 4,329    | 1436,93              | 46,6                     | 0,089                 | 1339,9                  | 15174,6                  | 94,4          | 363,0                   | 100,60 | 3008,9         | 841,8  | 35,2                     | 2,671                 | 24,34   |
| 2023 | 74,6                 | 2,419                          | 4,526    | 1511,57              | 49,0                     | 0,093                 | 1406,0                  | 16580,5                  | 94,7          | 362,6                   | 100,67 | 3371,5         | 942,4  | 33,6                     | 2,672                 | 27,02   |
| 2024 | 77,4                 | 2,509                          | 4,917    | 1588,99              | 51,5                     | 0,098                 | 1609,8                  | 18190,4                  | 95,2          | 362,2                   | 104,43 | 3733,7         | 1046,9 | 29,5                     | 2,772                 | 29,79   |
| 2025 | 87,6                 | 2,839                          | 5,852    | 1676,59              | 54,3                     | 0,104                 | 1656,5                  | 19846,9                  | 94,7          | 361,9                   | 118,20 | 4095,6         | 1165,1 | 29,5                     | 3,136                 | 32,92   |
| 2026 | 89,1                 | 2,886                          | 6,320    | 1765,7               | 57,2                     | 0,109                 | 1774,9                  | 21621,8                  | 95,0          | 361,5                   | 120,22 | 4457,1         | 1285,3 | 27,6                     | 3,189                 | 36,11   |
| 2027 | 94,3                 | 3,056                          | 7,142    | 1860,0               | 60,3                     | 0,115                 | 1881,2                  | 23503,0                  | 95,0          | 361,2                   | 127,31 | 4818,3         | 1412,6 | 26,4                     | 3,376                 | 39,49   |
| 2028 | 98,7                 | 3,199                          | 8,053    | 1958,7               | 63,5                     | 0,121                 | 2045,2                  | 25548,3                  | 95,2          | 360,8                   | 133,33 | 5179,1         | 1545,9 | 24,6                     | 3,535                 | 43,02   |
| 2029 | 106,0                | 3,435                          | 9,405    | 2064,7               | 66,9                     | 0,128                 | 2204,2                  | 27752,5                  | 95,2          | 360,4                   | 143,21 | 5539,5         | 1689,1 | 23,3                     | 3,795                 | 46,82   |
| 2030 | 112,8                | 3,656                          | 11,049   | 2177,5               | 70,6                     | 0,134                 | 2346,9                  | 30099,4                  | 95,2          | 360,1                   | 152,46 | 5899,6         | 1841,6 | 22,2                     | 4,040                 | 50,86   |
| 2031 | 118,6                | 3,844                          | 13,058   | 2296,2               | 74,4                     | 0,142                 | 2382,1                  | 32481,5                  | 95,0          | 359,7                   | 160,33 | 6259,3         | 2001,9 | 22,2                     | 4,247                 | 55,10   |
| 2032 | 118,9                | 3,852                          | 15,050   | 2415,0               | 78,3                     | 0,149                 | 2347,4                  | 34828,9                  | 94,9          | 359,4                   | 160,70 | 6618,7         | 2162,6 | 22,6                     | 4,255                 | 59,36   |
| 2033 | 115,6                | 3,747                          | 17,233   | 2530,7               | 82,0                     | 0,156                 | 2304,9                  | 37133,8                  | 95,0          | 359,0                   | 156,35 | 6977,7         | 2319,0 | 22,8                     | 4,139                 | 63,50   |
| 2034 | 112,0                | 3,631                          | 20,176   | 2642,7               | 85,6                     | 0,163                 | 2272,2                  | 39406,0                  | 95,1          | 358,6                   | 151,55 | 7336,3         | 2470,5 | 22,9                     | 4,011                 | 67,51   |
| 2035 | 109,0                | 3,532                          | 24,586   | 2751,7               | 89,2                     | 0,170                 | 2201,6                  | 41607,6                  | 95,0          | 358,3                   | 147,46 | 7694,6         | 2618,0 | 23,4                     | 3,902                 | 71,41   |
| 2036 | 104,2                | 3,376                          | 31,164   | 2855,9               | 92,5                     | 0,176                 | 2162,9                  | 43770,5                  | 95,2          | 357,9                   | 140,99 | 8052,5         | 2759,0 | 23,5                     | 3,730                 | 75,14   |
| 2037 | 101,0                | 3,271                          | 43,871   | 2956,8               | 95,8                     | 0,183                 | 2133,4                  | 45903,9                  | 95,3          | 357,6                   | 136,66 | 8410,1         | 2895,6 | 23,6                     | 3,614                 | 78,76   |
| 2038 | 98,2                 | 3,182                          | 76,028   | 3055,0               | 99,0                     | 0,189                 | 2096,6                  | 48000,5                  | 95,3          | 357,2                   | 132,97 | 8767,3         | 3028,6 | 23,8                     | 3,516                 | 82,27   |
| 2039 | 95,2                 | 3,083                          | 307,320  | 3150,2               | 102,1                    | 0,195                 | 2068,8                  | 50069,3                  | 95,4          | 356,9                   | 128,88 | 9124,2         | 3157,5 | 23,9                     | 3,407                 | 85,68   |
| 2040 | 92,6                 | 2,999                          | -144,191 | 3242,8               | 105,1                    | 0,200                 | 2041,8                  | 52111,1                  | 95,5          | 356,5                   | 125,40 | 9480,7         | 3282,9 | 24,1                     | 3,314                 | 88,99   |
| 2041 | 90,0                 | 2,918                          | -57,438  | 3332,8               | 108,0                    | 0,206                 | 2007,9                  | 54119,0                  | 95,5          | 356,1                   | 122,01 | 9836,8         | 3404,9 | 24,3                     | 3,223                 | 92,22   |
| 2042 | 87,2                 | 2,827                          | -35,351  | 3420,0               | 110,8                    | 0,211                 | 1982,5                  | 56101,5                  | 95,6          | 355,8                   | 118,26 | 10192,6        | 3523,2 | 24,4                     | 3,123                 | 95,34   |
| 2043 | 84,9                 | 2,750                          | -25,406  | 3504,9               | 113,6                    | 0,216                 | 1950,4                  | 58051,9                  | 95,6          | 355,4                   | 115,06 | 10548,0        | 3638,2 | 24,6                     | 3,038                 | 98,38   |



Таблица 4.1.26 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Запад I Объект.

| Годы | Ввод скважин из бурения |                             |               |                    |                    | Фонд скважин с нач.разр. | Экспл. бурение с нач.разр. | Выбытие скважин |       | Фонд доб. скв. на конец года |         | Перевод под нагн. |      | Возврат с ниж. гор. | Перевод в др. гор. | Вывод из б/д |       | Экспл. фонд нагн. скв. на конец периода |      | Дейст. фонд нагн. скв. на конец периода |      | Средне годовой дебит на 1 скважину |       |        | Прим. 1 нагн. скважины |                |
|------|-------------------------|-----------------------------|---------------|--------------------|--------------------|--------------------------|----------------------------|-----------------|-------|------------------------------|---------|-------------------|------|---------------------|--------------------|--------------|-------|---|------|---|------|------------------------------------|-------|--------|------------------------|----------------|
|      | всего                   | добыв. верт. (в т.ч. накл.) | добыв. гориз. | Паронагнетательная | Водонагнетательная |                          |                            | доб             | нагн. | экспл.                       | действ. | пара              | воды | под доб.            | под доб.           | доб.         | нагн. | пара                                    | воды | пара                                    | воды | нефти                              | жидк. | газа   |                        |                |
|      | ед.                     | ед.                         | ед.           | ед.                | ед.                | ед.                      | тыс.м                      | ед.             | ед.   | ед.                          | ед.     |                   | ед.  | ед.                 | ед.                | ед.          | ед.   | ед.                                     | ед.  |   |      | т/сут                              | т/сут | м³/сут | по воде, м3/сут        | по пару, т/сут |
| 1    | 2                       | 3                           | 4             | 5                  | 6                  | 7                        | 8                          | 9               | 10    | 11                           | 12      | 13                | 14   | 15                  | 16                 | 17           | 18    | 19                                      | 20   | 21                                      | 22   | 23                                 | 24    | 25     | 26                     | 27             |
| 2021 | 0                       | 0                           | 0             | 0                  | 0                  | 162                      | 48,6                       | 0               | 0     | 124                          | 124     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 4                                       | 16   | 4                                       | 16   | 1,7                                | 30,1  | 23,7   | 70,2                   | 84,75          |
| 2022 | 0                       | 0                           | 0             | 0                  | 0                  | 162                      | 48,6                       | 0               | 0     | 124                          | 124     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 4                                       | 16   | 4                                       | 16   | 1,7                                | 30,5  | 23,4   | 70,2                   | 86,13          |
| 2023 | 5                       | 5                           | 0             | 0                  | 0                  | 167                      | 50,1                       | 0               | 0     | 129                          | 129     | 2                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 6                                       | 16   | 6                                       | 16   | 1,7                                | 31,3  | 30,6   | 70,1                   | 57,46          |
| 2024 | 15                      | 15                          | 0             | 0                  | 0                  | 182                      | 54,6                       | 0               | 0     | 144                          | 144     | 2                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 16   | 8                                       | 16   | 1,6                                | 33,3  | 35,0   | 70,0                   | 44,71          |
| 2025 | 20                      | 20                          | 0             | 0                  | 0                  | 202                      | 60,6                       | 0               | 0     | 164                          | 164     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 16   | 8                                       | 16   | 1,6                                | 30,3  | 31,1   | 70,0                   | 50,60          |
| 2026 | 20                      | 20                          | 0             | 0                  | 0                  | 222                      | 66,6                       | 0               | 0     | 180                          | 180     | 0                 | 4    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 20   | 8                                       | 20   | 1,4                                | 28,8  | 30,1   | 69,9                   | 51,47          |
| 2027 | 19                      | 19                          | 0             | 0                  | 0                  | 241                      | 72,3                       | 0               | 0     | 194                          | 194     | 0                 | 5    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 25   | 8                                       | 25   | 1,4                                | 27,4  | 27,3   | 69,8                   | 54,50          |
| 2028 | 20                      | 20                          | 0             | 0                  | 0                  | 261                      | 78,3                       | 1               | 0     | 208                          | 208     | 0                 | 5    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 30   | 8                                       | 30   | 1,3                                | 27,3  | 25,9   | 69,8                   | 57,08          |
| 2029 | 20                      | 20                          | 0             | 0                  | 0                  | 281                      | 84,3                       | 0               | 0     | 228                          | 228     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 30   | 8                                       | 30   | 1,3                                | 26,8  | 25,3   | 69,7                   | 61,30          |
| 2030 | 20                      | 20                          | 0             | 0                  | 0                  | 301                      | 90,3                       | 0               | 0     | 248                          | 248     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 30   | 8                                       | 30   | 1,3                                | 26,3  | 24,6   | 69,6                   | 65,27          |
| 2031 | 20                      | 20                          | 0             | 0                  | 0                  | 321                      | 96,3                       | 0               | 0     | 268                          | 268     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 30   | 8                                       | 30   | 1,2                                | 24,7  | 24,2   | 69,5                   | 68,63          |
| 2032 | 0                       | 0                           | 0             | 0                  | 0                  | 321                      | 96,3                       | 1               | 0     | 267                          | 267     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 30   | 8                                       | 30   | 1,2                                | 23,6  | 24,5   | 69,5                   | 68,79          |
| 2033 | 0                       | 0                           | 0             | 0                  | 0                  | 321                      | 96,3                       | 0               | 0     | 267                          | 267     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 30   | 8                                       | 30   | 1,2                                | 23,1  | 23,7   | 69,4                   | 66,93          |
| 2034 | 0                       | 0                           | 0             | 0                  | 0                  | 321                      | 96,3                       | 1               | 0     | 266                          | 266     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 30   | 8                                       | 30   | 1,1                                | 23,0  | 23,1   | 69,3                   | 64,88          |
| 2035 | 0                       | 0                           | 0             | 0                  | 0                  | 321                      | 96,3                       | 0               | 0     | 266                          | 266     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 30   | 8                                       | 30   | 1,1                                | 22,2  | 22,2   | 69,3                   | 63,12          |
| 2036 | 0                       | 0                           | 0             | 0                  | 0                  | 321                      | 96,3                       | 0               | 0     | 266                          | 266     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 30   | 8                                       | 30   | 1,0                                | 21,8  | 21,5   | 69,2                   | 60,36          |
| 2037 | 0                       | 0                           | 0             | 0                  | 0                  | 321                      | 96,3                       | 1               | 0     | 265                          | 265     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 30   | 8                                       | 30   | 1,0                                | 21,6  | 20,9   | 69,1                   | 58,50          |
| 2038 | 0                       | 0                           | 0             | 0                  | 0                  | 321                      | 96,3                       | 0               | 0     | 265                          | 265     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 30   | 8                                       | 30   | 1,0                                | 21,2  | 20,0   | 69,1                   | 56,92          |
| 2039 | 0                       | 0                           | 0             | 0                  | 0                  | 321                      | 96,3                       | 1               | 0     | 264                          | 264     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 30   | 8                                       | 30   | 1,0                                | 21,1  | 19,4   | 69,0                   | 55,17          |
| 2040 | 0                       | 0                           | 0             | 0                  | 0                  | 321                      | 96,3                       | 0               | 0     | 264                          | 264     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 30   | 8                                       | 30   | 0,9                                | 20,7  | 18,6   | 68,9                   | 53,68          |
| 2041 | 0                       | 0                           | 0             | 0                  | 0                  | 321                      | 96,3                       | 0               | 0     | 264                          | 264     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 30   | 8                                       | 30   | 0,9                                | 20,4  | 17,9   | 68,8                   | 52,23          |
| 2042 | 0                       | 0                           | 0             | 0                  | 0                  | 321                      | 96,3                       | 1               | 0     | 263                          | 263     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 30   | 8                                       | 30   | 0,9                                | 20,2  | 17,4   | 68,8                   | 50,62          |
| 2043 | 0                       | 0                           | 0             | 0                  | 0                  | 321                      | 96,3                       | 0               | 0     | 263                          | 263     | 0                 | 0    | 0                   | 0                  | 0            | 0     | 8                                       | 30   | 8                                       | 30   | 0,9                                | 19,8  | 16,3   | 68,7                   | 49,26          |



Таблица 4.1.27 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Запад II Объект.

| Годы и периоды | Добыча нефти, тыс.т | Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, % |         | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов нефти, % | Коэффициент извлечения нефти, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т |              | Накопленная добыча жидкости, тыс.т |              | Обводненность, % | Закачка воды, тыс.м³ |                   |                    |                   | Компенсация отборов жидкости закачкой без учета законтур скв, % | Компенсация отборов жидкости закачкой с учетом законтурных скв, % | Добыча нефтяного газа, млн.м³ |              |
|----------------|---------------------|--|---------|---------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------|------------------------------------|--------------|------------------|----------------------|-------------------|--------------------|-------------------|---|---|-------------------------------|--------------|
|                |                     | начальных  | текущих |                                 |                                    |                                     | всего                          | мех.способом | всего                              | мех.способом |                  | годовая              |                   | накоп-ленная       |                   |   |   | годовая                       | накоп-ленная |
|                |                     |  |         |                                 |                                    |                                     |                                |              |                                    |              |                  | воды в закон. скв.   | воды в нагн. скв. | воды в закон. скв. | воды в нагн. скв. |   |   |                               |              |
| 1              | 2                   | 3  | 4       | 5                               | 6                                  | 7                                   | 8                              | 9            | 10                                 | 11           | 12               | 13                   | 14                | 15                 | 16                | 17  | 18  | 19                            | 20           |
| 2021           | 13,9                | 1,7  | 2,7     | 295,8                           | 37,3                               | 0,044                               | 204,7                          | 204,7        | 2952,2                             | 2952,2       | 93,2             | 1128,2               | 20,1              | 3223,7             | 90,1              | 9,9   | 9,9   | 19,4                          | 0,5          |
| 2022           | 13,7                | 1,7  | 2,8     | 309,5                           | 39,0                               | 0,046                               | 246,5                          | 246,5        | 3198,6                             | 3198,6       | 94,4             | 694,3                | 19,0              | 3918,0             | 109,1             | 7,8   | 7,8   | 12,7                          | 0,5          |
| 2023           | 13,5                | 1,7  | 2,8     | 323,0                           | 40,7                               | 0,048                               | 252,2                          | 252,2        | 3450,8                             | 3450,8       | 94,6             | 703,0                | 19,4              | 4621,1             | 128,5             | 7,8   | 7,8   | 12,6                          | 0,5          |
| 2024           | 13,3                | 1,7  | 2,8     | 336,4                           | 42,4                               | 0,050                               | 258,4                          | 258,4        | 3709,3                             | 3709,3       | 94,8             | 723,4                | 19,9              | 5344,4             | 148,3             | 7,8   | 7,8   | 12,6                          | 0,5          |
| 2025           | 14,4                | 1,8  | 3,1     | 350,8                           | 44,2                               | 0,052                               | 265,2                          | 265,2        | 3974,5                             | 3974,5       | 94,6             | 739,6                | 20,4              | 6084,1             | 168,7             | 7,8   | 7,8   | 12,6                          | 0,6          |
| 2026           | 16,2                | 2,0  | 3,6     | 366,9                           | 46,2                               | 0,054                               | 297,8                          | 297,8        | 4272,2                             | 4272,2       | 94,6             | 736,1                | 22,9              | 6820,2             | 191,6             | 7,8   | 7,8   | 12,1                          | 0,6          |
| 2027           | 18,1                | 2,3  | 4,2     | 385,0                           | 48,5                               | 0,057                               | 348,6                          | 348,6        | 4620,8                             | 4620,8       | 94,8             | 733,2                | 26,8              | 7553,3             | 218,4             | 7,8   | 7,8   | 11,4                          | 0,7          |
| 2028           | 19,8                | 2,5  | 4,8     | 404,7                           | 51,0                               | 0,060                               | 407,5                          | 407,5        | 5028,3                             | 5028,3       | 95,1             | 760,7                | 31,3              | 8314,1             | 249,7             | 7,8   | 7,8   | 11,0                          | 0,8          |
| 2029           | 21,7                | 2,7  | 5,6     | 426,5                           | 53,7                               | 0,063                               | 467,0                          | 467,0        | 5495,3                             | 5495,3       | 95,4             | 793,1                | 35,9              | 9107,1             | 285,6             | 7,8   | 7,8   | 10,7                          | 0,8          |
| 2030           | 22,9                | 2,9  | 6,2     | 449,4                           | 56,6                               | 0,067                               | 538,3                          | 538,3        | 6033,6                             | 6033,6       | 95,7             | 810,0                | 41,3              | 9917,1             | 327,0             | 7,8   | 7,8   | 10,4                          | 0,9          |
| 2031           | 24,3                | 3,1  | 7,1     | 473,7                           | 59,7                               | 0,070                               | 566,8                          | 566,8        | 6600,4                             | 6600,4       | 95,7             | 810,8                | 43,5              | 10727,9            | 370,5             | 7,8   | 7,8   | 10,3                          | 0,9          |
| 2032           | 25,6                | 3,2  | 8,0     | 499,3                           | 62,9                               | 0,074                               | 592,9                          | 592,9        | 7193,3                             | 7193,3       | 95,7             | 790,1                | 45,5              | 11518,0            | 416,0             | 7,8   | 7,8   | 10,1                          | 1,0          |
| 2033           | 27,0                | 3,4  | 9,2     | 526,2                           | 66,3                               | 0,078                               | 628,8                          | 628,8        | 7822,1                             | 7822,1       | 95,7             | 773,2                | 48,3              | 12291,3            | 464,3             | 7,8   | 7,8   | 9,9                           | 1,0          |
| 2034           | 27,0                | 3,4  | 10,1    | 553,3                           | 69,7                               | 0,082                               | 668,7                          | 668,7        | 8490,7                             | 8490,7       | 96,0             | 757,9                | 51,3              | 13049,1            | 515,7             | 7,8   | 7,8   | 9,8                           | 1,0          |
| 2035           | 26,2                | 3,3  | 10,9    | 579,5                           | 73,0                               | 0,086                               | 675,1                          | 675,1        | 9165,8                             | 9165,8       | 96,1             | 738,0                | 51,8              | 13787,1            | 567,5             | 7,8   | 7,8   | 9,7                           | 1,0          |
| 2036           | 25,4                | 3,2  | 11,9    | 604,9                           | 76,2                               | 0,090                               | 660,3                          | 660,3        | 9826,1                             | 9826,1       | 96,1             | 731,8                | 50,7              | 14518,9            | 618,2             | 7,8   | 7,8   | 9,7                           | 1,0          |
| 2037           | 24,7                | 3,1  | 13,1    | 629,6                           | 79,3                               | 0,093                               | 645,9                          | 645,9        | 10472,1                            | 10472,1      | 96,2             | 717,6                | 49,6              | 15236,5            | 667,8             | 7,8   | 7,8   | 9,7                           | 0,9          |
| 2038           | 23,9                | 3,0  | 14,6    | 653,5                           | 82,4                               | 0,097                               | 632,1                          | 632,1        | 11104,1                            | 11104,1      | 96,2             | 703,8                | 48,5              | 15940,3            | 716,3             | 7,8   | 7,8   | 9,7                           | 0,9          |
| 2039           | 23,2                | 2,9  | 16,6    | 676,7                           | 85,3                               | 0,100                               | 618,7                          | 618,7        | 11722,8                            | 11722,8      | 96,2             | 692,5                | 47,5              | 16632,7            | 763,8             | 7,8   | 7,8   | 9,7                           | 0,9          |
| 2040           | 22,5                | 2,8  | 19,3    | 699,2                           | 88,1                               | 0,104                               | 605,8                          | 605,8        | 12328,6                            | 12328,6      | 96,3             | 681,9                | 46,5              | 17314,6            | 810,3             | 7,8   | 7,8   | 9,7                           | 0,9          |
| 2041           | 21,8                | 2,8  | 23,2    | 721,1                           | 90,9                               | 0,107                               | 593,3                          | 593,3        | 12921,9                            | 12921,9      | 96,3             | 670,9                | 45,5              | 17985,6            | 855,9             | 7,8   | 7,8   | 9,8                           | 0,8          |
| 2042           | 21,2                | 2,7  | 29,2    | 742,3                           | 93,5                               | 0,110                               | 581,3                          | 581,3        | 13503,2                            | 13503,2      | 96,4             | 658,4                | 44,6              | 18644,0            | 900,5             | 7,8   | 7,8   | 9,8                           | 0,8          |
| 2043           | 20,5                | 2,6  | 40,0    | 762,8                           | 96,1                               | 0,113                               | 569,7                          | 569,7        | 14072,9                            | 14072,9      | 96,4             | 647,7                | 43,7              | 19291,7            | 944,2             | 7,8   | 7,8   | 9,8                           | 0,8          |



Таблица 4.1.28 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Запад II Объект.

| Год<br>ы и<br>пери-<br>оды | Ввод скважин из бурения, ед. |                         |                          |                                  |                      | Фонд<br>скважи<br>н с<br>начала<br>разра-<br>ботки,<br>ед. | Эксплуа-<br>тационно<br>е<br>бурение,<br>тыс.м | Выбытие скважин, ед. |                         | Фонд<br>добывающих<br>скважин, ед. |                   | Перевод на др<br>гориз | Возврат с<br>верх.<br>гор.<br>под<br>добычу | Переход<br>пол<br>нагнетанни<br>е | Вывод из<br>Б/Д |      | Фонд<br>нагнетательных<br>скважин,<br>ед. |                   | Среднегодовой дебит на 1<br>скважину |                     |                               | Среднего-<br>довая<br>приемис-<br>тость,<br>м³/сут |
|----------------------------|------------------------------|-------------------------|--------------------------|----------------------------------|----------------------|--|--|----------------------|-------------------------|------------------------------------|-------------------|------------------------|---|-----------------------------------|-----------------|------|---|-------------------|--------------------------------------|---------------------|-------------------------------|--|
|                            |                              |                         |                          |                                  |                      |  |  |                      |                         |                                    |                   |                        |   |                                   |                 |      |   |                   |                                      |                     |                               |  |
|                            | всего                        | добыва-<br>ющих<br>верт | добыва-<br>ющих<br>гориз | водо-<br>нагнета-<br>тельны<br>х | паро-<br>нагни-<br>х |  |  | добы-<br>вающих      | нагнета-<br>тельны<br>х | эксплуа-<br>тацион-<br>ный         | действи-<br>ующий |                        |   |                                   | доб             | нагн | эксплуа-<br>тацион-<br>ный                | действи-<br>ующий | нефти<br>, т/сут                     | жидкости<br>, т/сут | нефтяног<br>о газа,<br>м³/сут |  |
| 1                          | 2                            | 3                       | 4                        | 5                                | 6                    | 7  | 8  | 9                    | 10                      | 11                                 | 12                | 13                     | 14  | 15                                | 16              | 17   | 18  | 19                | 20                                   | 21                  | 22                            | 23   |
| 2021                       | 0                            | 0                       | 0                        | 0                                | 0                    | 32   | 12,1   | 0                    | 0                       | 30                                 | 30                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,4                                  | 20,1                | 52,6                          | 28,4   |
| 2022                       | 0                            | 0                       | 0                        | 0                                | 0                    | 32   | 12,1   | 0                    | 0                       | 30                                 | 30                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,3                                  | 23,7                | 50,7                          | 26,8   |
| 2023                       | 0                            | 0                       | 0                        | 0                                | 0                    | 32   | 12,1   | 0                    | 0                       | 30                                 | 30                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,3                                  | 24,2                | 50,1                          | 27,4   |
| 2024                       | 0                            | 0                       | 0                        | 0                                | 0                    | 32   | 12,1   | 0                    | 0                       | 30                                 | 30                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,3                                  | 24,8                | 49,4                          | 28,1   |
| 2025                       | 3                            | 3                       | 0                        | 0                                | 0                    | 35   | 13,0   | 0                    | 0                       | 33                                 | 33                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,3                                  | 24,2                | 50,6                          | 28,8   |
| 2026                       | 5                            | 5                       | 0                        | 0                                | 0                    | 40   | 14,5   | 0                    | 0                       | 38                                 | 38                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,3                                  | 24,1                | 50,3                          | 32,3   |
| 2027                       | 5                            | 5                       | 0                        | 0                                | 0                    | 45   | 16,0   | 0                    | 0                       | 43                                 | 43                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,3                                  | 24,7                | 49,4                          | 37,8   |
| 2028                       | 5                            | 5                       | 0                        | 0                                | 0                    | 50   | 17,5   | 0                    | 0                       | 48                                 | 48                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,2                                  | 25,8                | 48,1                          | 44,2   |
| 2029                       | 5                            | 5                       | 0                        | 0                                | 0                    | 55   | 19,0   | 0                    | 0                       | 53                                 | 53                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,2                                  | 26,6                | 47,6                          | 50,7   |
| 2030                       | 5                            | 5                       | 0                        | 0                                | 0                    | 60   | 20,5   | 0                    | 0                       | 58                                 | 58                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,2                                  | 27,9                | 45,8                          | 58,4   |
| 2031                       | 5                            | 5                       | 0                        | 0                                | 0                    | 65   | 22,0   | 0                    | 0                       | 63                                 | 63                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,2                                  | 27,0                | 44,5                          | 61,5   |
| 2032                       | 5                            | 5                       | 0                        | 0                                | 0                    | 70   | 23,5   | 0                    | 0                       | 68                                 | 68                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,1                                  | 26,1                | 43,3                          | 64,3   |
| 2033                       | 6                            | 6                       | 0                        | 0                                | 0                    | 76   | 25,3   | 0                    | 0                       | 74                                 | 74                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,1                                  | 25,5                | 42,1                          | 68,2   |
| 2034                       | 0                            | 0                       | 0                        | 0                                | 0                    | 76   | 25,3   | 0                    | 0                       | 74                                 | 74                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,1                                  | 26,1                | 40,6                          | 72,5   |
| 2035                       | 0                            | 0                       | 0                        | 0                                | 0                    | 76   | 25,3   | 0                    | 0                       | 74                                 | 74                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,0                                  | 26,3                | 39,3                          | 73,2   |
| 2036                       | 0                            | 0                       | 0                        | 0                                | 0                    | 76   | 25,3   | 0                    | 0                       | 74                                 | 74                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,0                                  | 25,7                | 38,2                          | 71,6   |
| 2037                       | 0                            | 0                       | 0                        | 0                                | 0                    | 76   | 25,3   | 0                    | 0                       | 74                                 | 74                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 1,0                                  | 25,2                | 37,0                          | 70,0   |
| 2038                       | 0                            | 0                       | 0                        | 0                                | 0                    | 76   | 25,3   | 0                    | 0                       | 74                                 | 74                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 0,9                                  | 24,6                | 35,9                          | 68,5   |
| 2039                       | 0                            | 0                       | 0                        | 0                                | 0                    | 76   | 25,3   | 0                    | 0                       | 74                                 | 74                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 0,9                                  | 24,1                | 34,8                          | 67,1   |
| 2040                       | 0                            | 0                       | 0                        | 0                                | 0                    | 76   | 25,3   | 0                    | 0                       | 74                                 | 74                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 0,9                                  | 23,6                | 33,8                          | 65,7   |
| 2041                       | 0                            | 0                       | 0                        | 0                                | 0                    | 76   | 25,3   | 0                    | 0                       | 74                                 | 74                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 0,9                                  | 23,1                | 32,8                          | 64,3   |
| 2042                       | 0                            | 0                       | 0                        | 0                                | 0                    | 76   | 25,3   | 0                    | 0                       | 74                                 | 74                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 0,8                                  | 22,7                | 31,8                          | 63,0   |
| 2043                       | 0                            | 0                       | 0                        | 0                                | 0                    | 76   | 25,3   | 0                    | 0                       | 74                                 | 74                | 0                      | 0   | 0                                 | 0               | 0    | 2   | 2                 | 0,8                                  | 22,2                | 30,8                          | 61,8   |



Таблица 4.1.29 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Запад III Объект.

| Годы и периоды | Добыча нефти, тыс.т | Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, % |         | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов нефти, % | Коэффициент извлечения нефти, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т |              | Накопленная добыча жидкости, тыс.т |              | Обводненность, % | Закачка рабочего агента |                   |                   |             |        | Компенсация отборов жидкости закачкой, % | Компенсация отборов жидкости закачкой с учетом закон. скв, % | Добыча нефтяного газа, млн.м³ |             |
|----------------|---------------------|--|---------|---------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------|------------------------------------|--------------|------------------|-------------------------|-------------------|-------------------|-------------|--------|--|--|-------------------------------|-------------|
|                |                     | начальных  | текущих |                                 |                                    |                                     | всего                          | мех.способом | всего                              | мех.способом |                  | годовая                 |                   |                   | накопленная |        |  |  | годовая                       | накопленная |
|                |                     |  |         |                                 |                                    |                                     |                                |              |                                    |              |                  | воды в закон. скв.      | воды в нагн. скв. | пара в нагн. скв. | вода        | пар    |  |  |                               |             |
| 1              | 2                   | 3  | 4       | 5                               | 6                                  | 7                                   | 8                              | 9            | 10                                 | 11           | 12               | 13                      | 14                | 15                | 16          | 17     | 18                                       | 19   | 20                            | 21          |
| 2021           | 85,8                | 3,5  | 6,7     | 1242,1                          | 51,1                               | 0,089                               | 971,2                          | 971,2        | 7248,9                             | 7248,9       | 91,2             | 233,4                   | 569,4             | 85,2              | 3814,1      | 233,3  | 68,6                                     | 69,0   | 3,3                           | 23,9        |
| 2022           | 86,2                | 3,5  | 7,3     | 1328,3                          | 54,7                               | 0,095                               | 974,6                          | 974,6        | 8223,5                             | 8223,5       | 91,2             | 150,3                   | 571,4             | 85,2              | 4385,5      | 318,5  | 68,6                                     | 68,9   | 3,3                           | 27,3        |
| 2023           | 87,4                | 3,6  | 7,9     | 1415,7                          | 58,3                               | 0,101                               | 1022,0                         | 1022,0       | 9245,5                             | 9245,5       | 91,4             | 152,2                   | 599,0             | 170,4             | 4984,5      | 488,9  | 76,7                                     | 76,9   | 3,4                           | 30,6        |
| 2024           | 82,7                | 3,4  | 8,2     | 1498,4                          | 61,7                               | 0,107                               | 981,0                          | 981,0        | 10226,5                            | 10226,5      | 91,6             | 156,6                   | 574,9             | 255,6             | 5559,4      | 744,5  | 86,2                                     | 86,5   | 3,2                           | 33,8        |
| 2025           | 79,8                | 3,3  | 8,6     | 1578,3                          | 64,9                               | 0,113                               | 961,1                          | 961,1        | 11187,6                            | 11187,6      | 91,7             | 160,1                   | 563,2             | 255,6             | 6122,6      | 1000,1 | 86,8                                     | 87,1   | 3,1                           | 36,9        |
| 2026           | 76,9                | 3,2  | 9,0     | 1655,2                          | 68,1                               | 0,118                               | 940,7                          | 940,7        | 12128,3                            | 12128,3      | 91,8             | 159,3                   | 551,1             | 255,6             | 6673,7      | 1255,7 | 87,4                                     | 87,7   | 3,0                           | 39,9        |
| 2027           | 75,1                | 3,1  | 9,7     | 1730,3                          | 71,2                               | 0,123                               | 933,8                          | 933,8        | 13062,1                            | 13062,1      | 92,0             | 158,7                   | 547,0             | 255,6             | 7220,6      | 1511,3 | 87,6                                     | 87,9   | 2,9                           | 42,8        |
| 2028           | 72,4                | 3,0  | 10,3    | 1802,7                          | 74,2                               | 0,128                               | 914,7                          | 914,7        | 13976,8                            | 13976,8      | 92,1             | 164,7                   | 535,7             | 255,6             | 7756,3      | 1766,9 | 88,2                                     | 88,5   | 2,8                           | 45,6        |
| 2029           | 71,3                | 2,9  | 11,4    | 1874,0                          | 77,1                               | 0,134                               | 917,8                          | 917,8        | 14894,5                            | 14894,5      | 92,2             | 171,7                   | 537,4             | 255,6             | 8293,7      | 2022,5 | 88,1                                     | 88,4   | 2,8                           | 48,3        |
| 2030           | 69,5                | 2,9  | 12,5    | 1943,5                          | 80,0                               | 0,139                               | 900,3                          | 900,3        | 15794,9                            | 15794,9      | 92,3             | 175,3                   | 527,2             | 255,6             | 8820,9      | 2278,1 | 88,6                                     | 89,0   | 2,7                           | 51,0        |
| 2031           | 67,5                | 2,8  | 13,9    | 2010,9                          | 82,8                               | 0,143                               | 881,0                          | 881,0        | 16675,8                            | 16675,8      | 92,3             | 175,5                   | 515,8             | 255,6             | 9336,7      | 2533,7 | 89,3                                     | 89,6   | 2,6                           | 53,6        |
| 2032           | 65,5                | 2,7  | 15,6    | 2076,4                          | 85,4                               | 0,148                               | 861,6                          | 861,6        | 17537,4                            | 17537,4      | 92,4             | 171,0                   | 504,4             | 255,6             | 9841,1      | 2789,3 | 90,0                                     | 90,3   | 2,5                           | 56,1        |
| 2033           | 63,2                | 2,6  | 17,9    | 2139,6                          | 88,0                               | 0,153                               | 835,5                          | 835,5        | 18372,9                            | 18372,9      | 92,4             | 167,4                   | 489,1             | 255,6             | 10330,2     | 3044,9 | 90,9                                     | 91,2   | 2,4                           | 58,6        |
| 2034           | 60,0                | 2,5  | 20,7    | 2199,6                          | 90,5                               | 0,157                               | 819,7                          | 819,7        | 19192,6                            | 19192,6      | 92,7             | 164,0                   | 479,7             | 255,6             | 10810,0     | 3300,5 | 91,5                                     | 91,9   | 2,3                           | 60,9        |
| 2035           | 59,6                | 2,5  | 25,9    | 2259,2                          | 93,0                               | 0,161                               | 796,3                          | 796,3        | 19988,9                            | 19988,9      | 92,5             | 159,7                   | 466,1             | 255,6             | 11276,1     | 3556,1 | 92,4                                     | 92,8   | 2,3                           | 63,2        |
| 2036           | 55,1                | 2,3  | 32,3    | 2314,3                          | 95,2                               | 0,165                               | 745,0                          | 745,0        | 20733,9                            | 20733,9      | 92,6             | 158,4                   | 436,1             | 255,6             | 11712,2     | 3811,7 | 94,7                                     | 95,1   | 2,1                           | 65,3        |
| 2037           | 50,9                | 2,1  | 44,0    | 2365,2                          | 97,3                               | 0,169                               | 695,9                          | 695,9        | 21429,9                            | 21429,9      | 92,7             | 155,3                   | 407,3             | 255,6             | 12119,5     | 4067,3 | 97,2                                     | 97,6   | 2,0                           | 67,3        |
| 2038           | 47,0                | 1,9  | 72,5    | 2412,2                          | 99,3                               | 0,172                               | 650,7                          | 650,7        | 22080,6                            | 22080,6      | 92,8             | 152,3                   | 380,8             | 255,6             | 12500,3     | 4322,9 | 99,8                                     | 100,2  | 1,8                           | 69,1        |
| 2039           | 43,4                | 1,8  | 243,9   | 2455,7                          | 101,1                              | 0,175                               | 609,0                          | 609,0        | 22689,6                            | 22689,6      | 92,9             | 149,9                   | 356,3             | 255,6             | 12856,6     | 4578,5 | 102,5                                    | 102,9  | 1,7                           | 70,8        |
| 2040           | 40,0                | 1,6  | -156,4  | 2495,7                          | 102,7                              | 0,178                               | 569,9                          | 569,9        | 23259,5                            | 23259,5      | 93,0             | 147,6                   | 333,4             | 255,6             | 13190,0     | 4834,1 | 105,5                                    | 105,9  | 1,5                           | 72,3        |
| 2041           | 37,0                | 1,5  | -56,4   | 2532,7                          | 104,2                              | 0,181                               | 534,7                          | 534,7        | 23794,2                            | 23794,2      | 93,1             | 145,2                   | 312,8             | 255,6             | 13502,8     | 5089,7 | 108,5                                    | 109,0  | 1,4                           | 73,8        |
| 2042           | 34,2                | 1,4  | -33,3   | 2566,9                          | 105,6                              | 0,183                               | 502,2                          | 502,2        | 24296,4                            | 24296,4      | 93,2             | 142,5                   | 293,8             | 255,6             | 13796,6     | 5345,3 | 111,6                                    | 112,1  | 1,3                           | 75,1        |
| 2043           | 31,6                | 1,3  | -23,1   | 2598,5                          | 106,9                              | 0,185                               | 472,4                          | 472,4        | 24768,8                            | 24768,8      | 93,3             | 140,2                   | 276,2             | 255,6             | 14072,8     | 5600,9 | 114,9                                    | 115,5  | 1,2                           | 76,3        |



Таблица 4.1.30 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Запад III Объект.

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения, ед. |                 |                  |                    |            |                 | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Эксплуатационное бурение, тыс.м | Выбытие скважин, ед. |                | Фонд добывающих скважин, ед. |             | Перевод на др.гориз | Возврат с верх.гор. под добычу | Переход под нагнетание |          | Вывод из Б/Д |          | Фонд нагнетательных скважин, ед. |    |                  |             | Фонд законтурн. скважин, ед. |                 | Среднегодовой дебит на 1 скважину |                |               | Приемистость 1 нагнетательной скважины |       |
|----------------|------------------------------|-----------------|------------------|--------------------|------------|-----------------|---------------------------------------|---------------------------------|----------------------|----------------|------------------------------|-------------|---------------------|--------------------------------|------------------------|----------|--------------|----------|----------------------------------|----|------------------|-------------|------------------------------|-----------------|-----------------------------------|----------------|---------------|--|-------|
|                | все го                       | добывающих верт | добывающих гориз | водонагнетательных | паронагн-х | законтурных скв |                                       |                                 | Добывающих           | нагнетательных | эксплуатационный             | действующий |                     |                                | Эксплуатационный       |          |              |          | Действующих                      |    | эксплуатационный | действующий | нефть, т/сут                 | жидкости, т/сут | нефтяного газа, тыс.м³/сут        | по воде м³/сут | по пару т/сут |  |       |
|                |                              |                 |                  |                    |            |                 |                                       |                                 |                      |                |                              |             |                     |                                | водонагнет             | паронагн | водонагнет   | паронагн |                                  |    |                  |             |                              |                 |                                   |                |               |  |       |
| 1              | 2                            | 3               | 4                | 5                  | 6          | 7               | 8                                     | 9                               | 10                   | 11             | 12                           | 13          | 14                  | 15                             | 16                     | 17       | 18           | 19       | 20                               | 21 | 22               | 23          | 24                           | 25              | 26                                | 27             | 28            | 29                                     | 30    |
| 2021           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 3               | 198                                   | 12,1                            | 0                    | 0              | 118                          | 118         | 0                   | 0                              | 1                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 2  | 28               | 2           | 4                            | 4               | 2,1                               | 24,3           | 82,9          | 63,8                                   | 119,3 |
| 2022           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 198                                   | 12,1                            | 0                    | 0              | 118                          | 118         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 2  | 28               | 2           | 4                            | 4               | 2,1                               | 23,8           | 81,3          | 64,0                                   | 119,3 |
| 2023           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 198                                   | 12,1                            | 0                    | 0              | 118                          | 118         | 0                   | 0                              | 0                      | 2        | 0            | 0        | 28                               | 4  | 28               | 4           | 4                            | 4               | 2,1                               | 25,0           | 82,5          | 66,9                                   | 119,3 |
| 2024           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 198                                   | 12,1                            | 0                    | 0              | 118                          | 118         | 0                   | 0                              | 0                      | 2        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 2,0                               | 24,0           | 78,0          | 68,2                                   | 119,3 |
| 2025           | 5                            | 5               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 203                                   | 14,3                            | 0                    | 0              | 123                          | 123         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 1,9                               | 23,0           | 73,7          | 71,2                                   | 119,3 |
| 2026           | 5                            | 5               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 208                                   | 16,6                            | 0                    | 0              | 128                          | 128         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 1,8                               | 21,6           | 68,2          | 69,7                                   | 119,3 |
| 2027           | 10                           | 10              | 0                | 0                  | 0          | 0               | 218                                   | 21,1                            | 0                    | 0              | 138                          | 138         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 1,6                               | 20,2           | 62,8          | 69,2                                   | 119,3 |
| 2028           | 9                            | 9               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 227                                   | 25,1                            | 0                    | 0              | 147                          | 147         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 1,5                               | 18,5           | 56,5          | 67,8                                   | 119,3 |
| 2029           | 10                           | 10              | 0                | 0                  | 0          | 0               | 237                                   | 29,6                            | 0                    | 0              | 157                          | 157         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 1,4                               | 17,4           | 52,2          | 68,0                                   | 119,3 |
| 2030           | 9                            | 9               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 246                                   | 33,7                            | 0                    | 0              | 166                          | 166         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 1,2                               | 16,1           | 47,8          | 66,7                                   | 119,3 |
| 2031           | 9                            | 9               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 255                                   | 37,7                            | 0                    | 0              | 175                          | 175         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 1,1                               | 14,9           | 44,0          | 65,3                                   | 119,3 |
| 2032           | 9                            | 9               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 264                                   | 41,8                            | 0                    | 0              | 184                          | 184         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 1,1                               | 13,8           | 40,5          | 63,8                                   | 119,3 |
| 2033           | 8                            | 8               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 272                                   | 45,4                            | 0                    | 0              | 192                          | 192         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 1,0                               | 12,8           | 37,4          | 61,9                                   | 119,3 |
| 2034           | 5                            | 5               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 277                                   | 47,6                            | 0                    | 0              | 197                          | 197         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 0,9                               | 12,1           | 34,3          | 60,7                                   | 119,3 |
| 2035           | 15                           | 15              | 0                | 0                  | 0          | 0               | 292                                   | 54,4                            | 0                    | 0              | 212                          | 212         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 0,8                               | 11,2           | 32,4          | 59,0                                   | 119,3 |
| 2036           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 292                                   | 54,4                            | 0                    | 0              | 212                          | 212         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 0,8                               | 10,1           | 29,0          | 55,2                                   | 119,3 |
| 2037           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 292                                   | 54,4                            | 0                    | 0              | 212                          | 212         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 0,7                               | 9,5            | 26,7          | 51,5                                   | 119,3 |
| 2038           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 292                                   | 54,4                            | 0                    | 0              | 212                          | 212         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 0,6                               | 8,9            | 24,7          | 48,2                                   | 119,3 |
| 2039           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 292                                   | 54,4                            | 0                    | 0              | 212                          | 212         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 0,6                               | 8,3            | 22,8          | 45,1                                   | 119,3 |
| 2040           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 292                                   | 54,4                            | 0                    | 0              | 212                          | 212         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 0,5                               | 7,8            | 21,0          | 42,2                                   | 119,3 |
| 2041           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 292                                   | 54,4                            | 0                    | 0              | 212                          | 212         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 0,5                               | 7,3            | 19,4          | 39,6                                   | 119,3 |
| 2042           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 292                                   | 54,4                            | 0                    | 0              | 212                          | 212         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 0,5                               | 6,8            | 18,0          | 37,2                                   | 119,3 |
| 2043           | 0                            | 0               | 0                | 0                  | 0          | 0               | 292                                   | 54,4                            | 0                    | 0              | 212                          | 212         | 0                   | 0                              | 0                      | 0        | 0            | 0        | 28                               | 6  | 28               | 6           | 4                            | 4               | 0,4                               | 6,4            | 16,6          | 34,9                                   | 119,3 |





Таблица 4.1.31 – Вариант-3. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Север I Объект.

| Годы | Годовая добыча нефти | Темп отбора от извлеч. запасов |         | Накопл. добыча нефти | Отбор от извлеч. запасов | Коефф. нефтеизвлечен. | Годовая добыча жидкости | Накопленная добыча жидкости | Обводненность | Закачка рабочего агента |       |         |        | Компенс. отбора закачкой | Добыча нефтяного газа |         |
|------|----------------------|--------------------------------|---------|----------------------|--------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------|-------------------------|-------|---------|--------|--------------------------|-----------------------|---------|
|      |                      | начальн.                       | текущих |                      |                          |                       |                         |                             |               | годовая                 |       | накопл. |        |                          | годовая               | накопл. |
|      |                      |                                |         |                      |                          |                       |                         |                             |               | Вода                    | Пар   | Вода    | Пар    |                          |                       |         |
| 1    | 2                    | 3                              | 4       | 5                    | 6                        | 7                     | 8                       | 9                           | 10            | 11                      | 12    | 13      | 14     | 15                       | 16                    | 17      |
| 2021 | 99,2                 | 2,356                          | 4,265   | 1983,6               | 47,1                     | 0,102                 | 843,4                   | 10886,5                     | 88,2          | 211,5                   | 269,5 | 601,3   | 4427,2 | 57,6                     | 4,544                 | 44,8    |
| 2022 | 109,2                | 2,594                          | 4,906   | 2092,7               | 49,7                     | 0,108                 | 918,0                   | 11804,5                     | 88,1          | 305,5                   | 198,1 | 906,7   | 4625,3 | 55,4                     | 5,004                 | 49,8    |
| 2023 | 113,5                | 2,697                          | 5,363   | 2206,3               | 52,4                     | 0,114                 | 940,5                   | 12745,0                     | 87,9          | 305,5                   | 206,1 | 1212,2  | 4831,4 | 55,0                     | 5,202                 | 55,0    |
| 2024 | 114,4                | 2,718                          | 5,711   | 2320,7               | 55,1                     | 0,120                 | 936,4                   | 13681,4                     | 87,8          | 305,5                   | 208,0 | 1517,7  | 5039,4 | 55,4                     | 5,243                 | 60,3    |
| 2025 | 119,7                | 2,843                          | 6,336   | 2440,3               | 58,0                     | 0,126                 | 966,8                   | 14648,2                     | 87,6          | 305,5                   | 217,8 | 1823,3  | 5257,1 | 54,7                     | 5,484                 | 65,7    |
| 2026 | 121,2                | 2,879                          | 6,852   | 2561,5               | 60,9                     | 0,132                 | 972,2                   | 15620,4                     | 87,5          | 305,5                   | 220,8 | 2128,8  | 5478,0 | 54,7                     | 5,555                 | 71,3    |
| 2027 | 118,2                | 2,807                          | 7,171   | 2679,7               | 63,7                     | 0,138                 | 950,3                   | 16570,7                     | 87,6          | 305,5                   | 215,5 | 2434,4  | 5693,5 | 55,4                     | 5,416                 | 76,7    |
| 2028 | 117,0                | 2,780                          | 7,651   | 2796,7               | 66,4                     | 0,144                 | 933,3                   | 17504,0                     | 87,5          | 305,6                   | 213,7 | 2739,9  | 5907,2 | 56,2                     | 5,363                 | 82,1    |
| 2029 | 115,7                | 2,748                          | 8,188   | 2912,4               | 69,2                     | 0,150                 | 912,6                   | 18416,6                     | 87,3          | 305,6                   | 211,4 | 3045,5  | 6118,6 | 57,2                     | 5,300                 | 87,4    |
| 2030 | 115,4                | 2,742                          | 8,899   | 3027,8               | 71,9                     | 0,156                 | 896,9                   | 19313,5                     | 87,1          | 305,6                   | 211,2 | 3351,1  | 6329,8 | 58,2                     | 5,289                 | 92,7    |
| 2031 | 112,2                | 2,666                          | 9,499   | 3140,0               | 74,6                     | 0,162                 | 857,5                   | 20171,1                     | 86,9          | 305,6                   | 205,6 | 3656,7  | 6535,4 | 60,2                     | 5,143                 | 97,8    |
| 2032 | 108,4                | 2,575                          | 10,135  | 3248,4               | 77,2                     | 0,167                 | 815,9                   | 20987,0                     | 86,7          | 305,6                   | 198,8 | 3962,3  | 6734,1 | 62,4                     | 4,967                 | 102,8   |
| 2033 | 104,3                | 2,477                          | 10,850  | 3352,6               | 79,6                     | 0,173                 | 777,8                   | 21764,7                     | 86,6          | 305,6                   | 191,4 | 4267,9  | 6925,6 | 64,5                     | 4,778                 | 107,6   |
| 2034 | 100,7                | 2,392                          | 11,753  | 3453,3               | 82,0                     | 0,178                 | 753,1                   | 22517,8                     | 86,6          | 305,6                   | 185,1 | 4573,5  | 7110,6 | 65,7                     | 4,614                 | 112,2   |
| 2035 | 96,8                 | 2,301                          | 12,811  | 3550,1               | 84,3                     | 0,183                 | 746,3                   | 23264,1                     | 87,0          | 305,6                   | 178,2 | 4879,2  | 7288,8 | 65,4                     | 4,439                 | 116,6   |
| 2036 | 92,4                 | 2,196                          | 14,026  | 3642,6               | 86,5                     | 0,188                 | 737,6                   | 24001,7                     | 87,5          | 305,7                   | 170,3 | 5184,8  | 7459,1 | 65,2                     | 4,237                 | 120,8   |
| 2037 | 88,9                 | 2,113                          | 15,693  | 3731,5               | 88,7                     | 0,192                 | 712,1                   | 24713,8                     | 87,5          | 305,7                   | 164,0 | 5490,5  | 7623,1 | 66,6                     | 4,076                 | 124,9   |
| 2038 | 85,9                 | 2,040                          | 17,976  | 3817,4               | 90,7                     | 0,197                 | 689,5                   | 25403,3                     | 87,5          | 305,7                   | 158,5 | 5796,2  | 7781,7 | 68,0                     | 3,936                 | 128,9   |
| 2039 | 82,6                 | 1,962                          | 21,080  | 3900,0               | 92,7                     | 0,201                 | 680,0                   | 26083,3                     | 87,9          | 305,7                   | 152,7 | 6101,9  | 7934,3 | 68,1                     | 3,786                 | 132,6   |
| 2040 | 79,8                 | 1,895                          | 25,794  | 3979,8               | 94,5                     | 0,205                 | 672,9                   | 26756,2                     | 88,1          | 305,7                   | 147,6 | 6407,6  | 8081,9 | 68,1                     | 3,656                 | 136,3   |
| 2041 | 76,7                 | 1,823                          | 33,436  | 4056,5               | 96,4                     | 0,209                 | 663,0                   | 27419,2                     | 88,4          | 305,7                   | 142,1 | 6713,3  | 8224,1 | 68,3                     | 3,517                 | 139,8   |
| 2042 | 74,1                 | 1,760                          | 48,508  | 4130,6               | 98,1                     | 0,213                 | 655,5                   | 28074,7                     | 88,7          | 305,7                   | 137,4 | 7019,0  | 8361,5 | 68,4                     | 3,396                 | 143,2   |
| 2043 | 71,3                 | 1,693                          | 90,614  | 4201,9               | 99,8                     | 0,216                 | 645,3                   | 28719,9                     | 89,0          | 305,7                   | 132,3 | 7324,8  | 8493,8 | 68,7                     | 3,267                 | 146,5   |



Таблица 4.1.32 – Вариант-3. Характеристика основного фонда скважин. Север I Объект.

| Год<br>ы | Ввод скважин из бурения |                                      |                  |             | Фонд<br>скважин<br>с<br>нач.разр<br>. | Экспл.<br>бурение<br>с<br>нач.разр<br>. | Выбытие<br>скважин |           | Фонд доб. скв.<br>на конец года |             | Перевод под<br>нагнета-ние |      | Вывод из б/д |       | Фонд нагн. скв. на конец года |                        |                        |             |                        |                        | Средне годовой дебит<br>на 1 скважину |           |            | Прием. 1<br>нагн. сква-<br>жины |            |
|----------|-------------------------|--------------------------------------|------------------|-------------|---------------------------------------|---|--------------------|-----------|---------------------------------|-------------|----------------------------|------|--------------|-------|-------------------------------|------------------------|------------------------|-------------|------------------------|------------------------|---------------------------------------|-----------|------------|---------------------------------|------------|
|          |                         |                                      |                  |             |                                       |   | до<br>б            | нагн<br>. | экспл<br>.                      | действ<br>. | воды                       | пара | доб.         | нагн. | экспл<br>.                    | в т.ч.<br>водонаг<br>. | в т.ч.<br>паронаг<br>. | действ<br>. | в т.ч.<br>водонаг<br>. | в т.ч.<br>паронаг<br>. | нефт<br>и                             | жидк<br>. | газа       | вода                            | пар        |
|          | всег<br>о               | добыв.<br>верт. (в<br>т.ч.<br>накл.) | добыв<br>.гориз. | нагнет<br>. |                                       |   |                    |           |                                 |             |                            |      |              |       |                               |                        |                        |             |                        |                        |                                       |           |            |                                 |            |
|          | ед.                     | ед.                                  | ед.              | ед.         | ед.                                   | тыс.м                                   | ед.                | ед.       | ед.                             | ед.         | ед.                        | ед.  | ед.          | ед.   | ед.                           | ед.                    | ед.                    | ед.         | ед.                    | ед.                    | т/сут                                 | т/сут     | м³/су<br>т | м³/су<br>т                      | м³/су<br>т |
| 1        | 2                       | 3                                    | 4                | 5           | 6                                     | 7                                       | 8                  | 9         | 10                              | 11          | 12                         | 13   | 14           | 15    | 16                            | 17                     | 18                     | 19          | 20                     | 21                     | 22                                    | 23        | 24         | 25                              | 26         |
| 2021     | 4                       | 4                                    | 0                | 0           | 225                                   | 103,5                                   | 0                  | 0         | 170                             | 165         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 23                            | 9                      | 14                     | 23          | 9                      | 14                     | 1,86                                  | 15,8      | 85,1       | 70,0                            | 57,3       |
| 2022     | 19                      | 19                                   | 0                | 0           | 244                                   | 112,2                                   | 0                  | 0         | 189                             | 184         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 23                            | 13                     | 10                     | 23          | 13                     | 10                     | 1,91                                  | 16,0      | 87,5       | 70,0                            | 59,0       |
| 2023     | 10                      | 10                                   | 0                | 0           | 254                                   | 116,8                                   | 0                  | 0         | 199                             | 194         | 3                          | 0    | 0            | 0     | 26                            | 16                     | 10                     | 23          | 16                     | 10                     | 1,83                                  | 15,2      | 84,0       | 56,9                            | 61,4       |
| 2024     | 22                      | 22                                   | 0                | 0           | 276                                   | 127,0                                   | 1                  | 0         | 220                             | 216         | 3                          | 0    | 1            | 0     | 29                            | 19                     | 10                     | 23          | 19                     | 10                     | 1,70                                  | 13,9      | 78,0       | 47,9                            | 61,9       |
| 2025     | 15                      | 15                                   | 0                | 0           | 291                                   | 133,9                                   | 0                  | 0         | 235                             | 233         | 2                          | 0    | 2            | 0     | 31                            | 21                     | 10                     | 23          | 21                     | 10                     | 1,63                                  | 13,2      | 74,9       | 43,3                            | 64,9       |
| 2026     | 15                      | 15                                   | 0                | 0           | 306                                   | 140,8                                   | 0                  | 0         | 250                             | 250         | 2                          | 0    | 2            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 1,54                                  | 12,3      | 70,5       | 39,6                            | 65,8       |
| 2027     | 6                       | 6                                    | 0                | 0           | 312                                   | 143,5                                   | 1                  | 0         | 255                             | 255         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 1,43                                  | 11,5      | 65,4       | 39,6                            | 64,2       |
| 2028     | 6                       | 6                                    | 0                | 0           | 318                                   | 146,3                                   | 0                  | 0         | 261                             | 261         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 1,38                                  | 11,0      | 63,5       | 39,6                            | 63,6       |
| 2029     | 7                       | 7                                    | 0                | 0           | 325                                   | 149,5                                   | 1                  | 0         | 267                             | 267         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 1,34                                  | 10,5      | 61,2       | 39,6                            | 63,0       |
| 2030     | 8                       | 8                                    | 0                | 0           | 333                                   | 153,2                                   | 0                  | 0         | 275                             | 275         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 1,30                                  | 10,1      | 59,6       | 39,6                            | 62,9       |
| 2031     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 333                                   | 153,2                                   | 1                  | 0         | 274                             | 274         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 1,25                                  | 9,5       | 57,1       | 39,6                            | 61,2       |
| 2032     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 333                                   | 153,2                                   | 0                  | 0         | 274                             | 274         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 1,21                                  | 9,1       | 55,4       | 39,6                            | 59,2       |
| 2033     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 333                                   | 153,2                                   | 1                  | 0         | 273                             | 273         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 1,16                                  | 8,7       | 53,3       | 39,6                            | 57,0       |
| 2034     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 333                                   | 153,2                                   | 0                  | 0         | 273                             | 273         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 1,13                                  | 8,4       | 51,6       | 39,6                            | 55,1       |
| 2035     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 333                                   | 153,2                                   | 1                  | 0         | 272                             | 272         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 1,08                                  | 8,4       | 49,7       | 39,6                            | 53,1       |
| 2036     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 333                                   | 153,2                                   | 0                  | 0         | 272                             | 272         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 1,04                                  | 8,3       | 47,6       | 39,6                            | 50,7       |
| 2037     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 333                                   | 153,2                                   | 1                  | 0         | 271                             | 271         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 1,00                                  | 8,0       | 45,8       | 39,6                            | 48,8       |
| 2038     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 333                                   | 153,2                                   | 0                  | 0         | 271                             | 271         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 0,97                                  | 7,8       | 44,4       | 39,6                            | 47,2       |
| 2039     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 333                                   | 153,2                                   | 1                  | 0         | 270                             | 270         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 0,93                                  | 7,7       | 42,7       | 39,6                            | 45,5       |
| 2040     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 333                                   | 153,2                                   | 0                  | 0         | 270                             | 270         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 0,90                                  | 7,6       | 41,4       | 39,6                            | 44,0       |
| 2041     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 333                                   | 153,2                                   | 1                  | 0         | 269                             | 269         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 0,87                                  | 7,5       | 39,8       | 39,6                            | 42,3       |
| 2042     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 333                                   | 153,2                                   | 0                  | 0         | 269                             | 269         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 0,84                                  | 7,4       | 38,6       | 39,6                            | 40,9       |
| 2043     | 0                       | 0                                    | 0                | 0           | 333                                   | 153,2                                   | 1                  | 0         | 268                             | 268         | 0                          | 0    | 0            | 0     | 33                            | 23                     | 10                     | 23          | 23                     | 10                     | 0,81                                  | 7,3       | 37,1       | 39,6                            | 39,4       |



#### **4.1.2 Обоснование объемов закачки пара, с учетом сценариев добычи нефти в Восточной части месторождения на основе построения секторных ГГДМ.**

Тепловые МУН являются наиболее эффективными методами воздействия на залежи высоковязкой нефти. Их применение обусловлено способностью нефтяного пласта накапливать и передавать тепловую энергию, а эффективность связана с характером изменения его температурного поля. То, каким образом будет меняться поле, во многом определяется характеристикой теплоносителя. Основными параметрами, характеризующими насыщенный пар как теплоноситель, являются: расход, давление и теплосодержание (или сухость).

Одним из серьезных упущений являлось отсутствие в проектных документах на разработку месторождения Каражанбас требований к качеству закачиваемого пара (показателя теплосодержания: сухости, температуры и давления на устье и забое паронагнетательных скважин). Разработка проектных требований к качеству пара была произведена в АР 2019г.

Кроме того, в проектных документах отсутствуют количественные показатели требуемых объемов пара для обеспечения эффективности технологии. Закачка пара на месторождении осуществляется произвольным способом, без утвержденных количественных показателей.

Принимая во внимание вышеизложенное, в заключении рабочей комиссии, созданной во исполнение протокольных решений ЦКРР МЭ РК по вопросам технологий разработки месторождения Каражанбас (протокол №81/2 от 27.01.2017 г.), в пункте № 2 было рекомендовано разработать требования к качеству пара (сухость, температура), объемам закачки, технологии его приготовления и транспортировки с утверждением в проектном документе.

В связи с вышеизложенным, на базе геолого-гидродинамического моделирования проведены оценочные работы по определению оптимального объема пара для закачки с точки зрения эффективности разработки, то есть степени выработки запасов с учетом экономической эффективности процесса.

Для проведения оценочных работ были подобраны по 2 ячейки (3423, 3666, 3604, 5117, 3605, 4898) на каждом объекте восточного участка, с учетом критериев: сформированность сетки скважин, различные Рпл, ФЕС, ОИЗ. Также заданы граничные условия: не превышение уровня добычи жидкости в ячейках моделирования уровня 2020 года, поддержание пластового давления в каждой ячейке.



По выбранным участкам построены секторные геологические модели. Далее построены гидродинамические модели в программном продукте tNavigator компании «Rock Flow Dynamics» с использованием композиционного ядра (e300) с включенной термальной опцией (thermal), т.к. на данных участках производится постоянная закачка пара. После проведения адаптации ГГДМ были рассчитаны основные технологические показатели разработки на долгосрочную перспективу (до 2060 г.) при разных сухостях и объемах пара. Для выбранных ячеек рассмотрено несколько значений сухости пара – 40% и 60%, при объемах закачки 70, 90, 110 тонн пара в сутки.

Продолжительность эффекта от закачки пара ограничивалась экономическим расчетом - отрицательным дисконтированным потоком денежной наличности. Эффективность процесса парозакачки оценивалась по величине добытой нефти на единицу введенного в пласт пара.

В таблице 4.1.1 представлены прогнозные показатели КИН при разных сухостях и объемах закачки пара к концу расчетного периода (2060 г), где отмечены КИН с учетом рентабельного периода. Графики 4.1.1–4.1.36 с прогнозными технологическими показателями ячеек представлены в Приложении 1. В ходе анализа графических и табличных данных были сформированы две таблицы. В таблице 4.1.2 представлены 6 ячеек 3 объектов, для выбранных ячеек рассмотрено два значения сухости пара – 40% и 60%, при объемах закачки 70, 90, 110 тонн пара в сутки, с учетом граничных условий, заданных для ГГДМ: не превышение уровня добычи жидкости в ячейках моделирования уровня 2020 года, поддержание пластового давления в каждой ячейке, с выделением варианта с наибольшими положительными дисконтированными потоками денежной наличности. В данной таблице зеленым цветом отмечены варианты, удовлетворяющие граничным условиям и красным не удовлетворяющие. Как видно из таблицы 1.1.2 можно сделать следующие выводы:

- 1) По результатам моделирования объемы закачки пара 70 и 90 т/сут не обеспечивают поддержания пластового давления на текущем уровне по всем ячейкам.
- 2) Результаты моделирования показали, что при объемах закачки пара 70 и 90 т/сут невозможно обеспечить стабильный уровень добычи жидкости (на уровне 2020 года), кроме ячеек 1 объекта.
- 3) Результаты моделирования и технико-экономического анализа с учетом принятых граничных условий и допущений показали, что оптимальный объем закачки пара составляет 80 т/сут. при уровне сухости  $\leq 60\%$ .



В таблице 4.1.3 так же представлены 6 ячеек 3 объектов, но выделение наиболее выгодных с экономической точки зрения вариантов, производились среди вариантов с сухостью 40%, т.к. недостаток сжигаемого газа на парогенераторах и несовершенство наземной инфраструктуры на данный момент приводит к неспособности поддерживать необходимую сухость пара. Как видно из таблицы 4.1.3 можно сделать следующие выводы:

- 1) По результатам моделирования объемы закачки пара 70 и 90 т/сут не обеспечивают поддержания пластового давления на текущем уровне по всем ячейкам.
- 2) Результаты моделирования показали, что при объемах закачки пара 70 и 90 т/сут невозможно обеспечить стабильный уровень добычи жидкости (на уровне 2020 года), кроме ячеек 1 объекта.
- 3) Результаты моделирования и технико-экономического анализа с учетом принятых граничных условий и допущений показали, что оптимальный объем закачки пара составляет 80 т/сут. при уровне сухости  $\geq 40\%$ .

Результаты моделирования и технико-экономического анализа с учетом принятых граничных условий и допущений показали эффективность технологии парозакачки при рекомендуемых объемах закачки, что обеспечит выработку запасов на уровне проектной. Максимальную точность в обосновании рекомендуемых объемов закачки пара может показать разработка интегрированной термодинамической модели системы пласт-наземная сеть.



Таблица 4.1.33 – Сводная таблица моделирования с выделением варианта с наибольшими положительными дисконтированными потоками денежной наличности

| Объект       | 1    |    |    |     |     |    |      |     |    |    |     |    | 2    |      |    |    |     |    |      |    |     |    |     |    | 3    |      |    |    |     |    |      |    |      |    |     |    |
|--------------|------|----|----|-----|-----|----|------|-----|----|----|-----|----|------|------|----|----|-----|----|------|----|-----|----|-----|----|------|------|----|----|-----|----|------|----|------|----|-----|----|
| Ячейка       | 3423 |    |    |     |     |    | 3666 |     |    |    |     |    | 3604 |      |    |    |     |    | 5117 |    |     |    |     |    | 3605 |      |    |    |     |    | 4898 |    |      |    |     |    |
| V(тонн пара) | 70   |    | 90 |     | 110 |    | 70   |     | 90 |    | 110 |    | 70   |      | 90 |    | 110 |    | 70   |    | 90  |    | 110 |    | 70   |      | 90 |    | 110 |    | 70   |    | 90   |    | 110 |    |
| Сухость(%)   | 40   | 60 | 40 | 60  | 40  | 60 | 40   | 60  | 40 | 60 | 40  | 60 | 40   | 60   | 40 | 60 | 40  | 60 | 40   | 60 | 40  | 60 | 40  | 60 | 40   | 60   | 40 | 60 | 40  | 60 | 40   | 60 | 40   | 60 | 40  | 60 |
| Жидкость     |      |    |    |     |     |    |      |     |    |    |     |    |      |      |    |    |     |    |      |    |     |    |     |    |      |      |    |    |     |    |      |    |      |    |     |    |
| Рпл          |      |    |    |     |     |    |      |     |    |    |     |    |      |      |    |    |     |    |      |    |     |    |     |    |      |      |    |    |     |    |      |    |      |    |     |    |
| КИН          |      |    |    | 0,6 |     |    |      | 0,3 |    |    |     |    |      | 0,48 |    |    |     |    |      |    | 0,6 |    |     |    |      | 0,51 |    |    |     |    |      |    | 0,41 |    |     |    |

Таблица 4.1.34 – Сводная таблица моделирования с выделением варианта с наибольшими положительными дисконтированными потоками денежной наличности среди вариантов с сухостью 40%.

| Объект       | 1    |    |      |    |     |    |      |    |    |    |     |    | 2    |    |    |    |     |    |      |      |    |    |     |    | 3    |    |    |    |     |    |      |      |    |    |     |    |
|--------------|------|----|------|----|-----|----|------|----|----|----|-----|----|------|----|----|----|-----|----|------|------|----|----|-----|----|------|----|----|----|-----|----|------|------|----|----|-----|----|
| Ячейка       | 3423 |    |      |    |     |    | 3666 |    |    |    |     |    | 3604 |    |    |    |     |    | 5117 |      |    |    |     |    | 3605 |    |    |    |     |    | 4898 |      |    |    |     |    |
| V(тонн пара) | 70   |    | 90   |    | 110 |    | 70   |    | 90 |    | 110 |    | 70   |    | 90 |    | 110 |    | 70   |      | 90 |    | 110 |    | 70   |    | 90 |    | 110 |    | 70   |      | 90 |    | 110 |    |
| Сухость(%)   | 40   | 60 | 40   | 60 | 40  | 60 | 40   | 60 | 40 | 60 | 40  | 60 | 40   | 60 | 40 | 60 | 40  | 60 | 40   | 60   | 40 | 60 | 40  | 60 | 40   | 60 | 40 | 60 | 40  | 60 | 40   | 60   | 40 | 60 | 40  | 60 |
| Жидкость     |      |    |      |    |     |    |      |    |    |    |     |    |      |    |    |    |     |    |      |      |    |    |     |    |      |    |    |    |     |    |      |      |    |    |     |    |
| Рпл          |      |    |      |    |     |    |      |    |    |    |     |    |      |    |    |    |     |    |      |      |    |    |     |    |      |    |    |    |     |    |      |      |    |    |     |    |
| КИН          |      |    | 0,53 |    |     |    |      |    |    |    |     |    | 0,54 |    |    |    |     |    |      | 0,58 |    |    |     |    | 0,49 |    |    |    |     |    |      | 0,34 |    |    |     |    |

Таблица 4.1.35–КИН по вариантам с итогами по дисконтированному потоку денежной наличности (млн.тенге)

| Объект                     | Ячейка     | объем пара | 1         |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           | 2         |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           | 3         |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |  |
|----------------------------|------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|--|
|                            |            |            | 3423      |           |           |           |           |           | 3666      |           |           |           |           |           | 3604      |           |           |           |           |           | 5117      |           |           |           |           |           | 3605      |           |           |           |           |           | 4898      |           |           |           |           |  |
|                            |            |            | 70        |           | 90        |           | 110       |           | 70        |           | 90        |           | 110       |           | 70        |           | 90        |           | 110       |           | 70        |           | 90        |           | 110       |           | 70        |           | 90        |           | 110       |           | 70        |           | 90        |           | 110       |  |
| Сухость                    | годы       | 2020-2023  | 2020-2027 | 2020-2034 | 2020-2036 | 2020-2035 | 2020-2040 | 2020-2030 | 2020-2038 | 2020-2020 | 2020-2027 | 2020-2020 | 2020-2020 | 2020-2037 | 2020-2027 | 2020-2023 | 2020-2024 | 2020-2021 | 2020-2021 | 2020-2043 | 2020-2035 | 2020-2035 | 2020-2036 | 2020-2029 | 2020-2030 | 2020-2059 | 2020-2059 | 2020-2057 | 2020-2057 | 2020-2033 | 2020-2034 | 2020-2042 | 2020-2047 | 2020-2031 | 2020-2047 | 2020-2026 | 2020-2028 |  |
| Рентабельный период        | тыс. тонн  | 24,1       | 38,2      | 57,5      | 86,2      | 78,9      | 109,9     | 24,0      | 43,0      | 2,4       | 18,6      | 2,4       | 2,4       | 51,7      | 26,8      | 15,8      | 19,2      | 10,1      | 10,1      | 79,1      | 62,7      | 68,4      | 77,5      | 45,2      | 50,4      | 226,9     | 249,7     | 218,1     | 229,5     | 77,2      | 83,9      | 67,2      | 87,5      | 50,9      | 104,7     | 31,1      | 38,4      |  |
| Добыча нефти               | млн. тенге | 543        | 752       | 722       | 1 221     | 880       | 1 263     | -32       | 45        | -75       | -27       | -82       | -82       | 202       | 300       | 178       | 226       | 131       | 132       | 666       | 810       | 883       | 1 143     | 586       | 659       | 2 531     | 2 867     | 2 096     | 2 209     | 1 379     | 1 495     | 830       | 1 092     | 924       | 1 354     | 619       | 684       |  |
| КИН за рентабельный период | д.ед.      | 0,46       | 0,49      | 0,53      | 0,60      | 0,58      | 0,65      | 0,25      | 0,30      | 0,21      | 0,25      | 0,21      | 0,21      | 0,54      | 0,48      | 0,45      | 0,46      | 0,43      | 0,43      | 0,61      | 0,57      | 0,58      | 0,60      | 0,52      | 0,53      | 0,49      | 0,51      | 0,48      | 0,49      | 0,30      | 0,31      | 0,36      | 0,39      | 0,34      | 0,41      | 0,31      | 0,32      |  |
| 2020                       |            | 0,43       | 0,43      | 0,43      | 0,43      | 0,43      | 0,43      | 0,21      | 0,21      | 0,21      | 0,21      | 0,21      | 0,21      | 0,42      | 0,42      | 0,42      | 0,42      | 0,42      | 0,42      | 0,42      | 0,42      | 0,42      | 0,42      | 0,42      | 0,22      | 0,22      | 0,22      | 0,22      | 0,22      | 0,22      | 0,28      | 0,28      | 0,28      | 0,28      | 0,28      | 0,28      | 0,28      |  |
| 2021                       |            | 0,44       | 0,45      | 0,45      | 0,44      | 0,44      | 0,45      | 0,22      | 0,22      | 0,22      | 0,22      | 0,22      | 0,22      | 0,43      | 0,44      | 0,43      | 0,44      | 0,43      | 0,43      | 0,43      | 0,43      | 0,43      | 0,43      | 0,43      | 0,24      | 0,24      | 0,23      | 0,23      | 0,23      | 0,23      | 0,29      | 0,29      | 0,29      | 0,29      | 0,29      | 0,29      | 0,29      |  |
| 2022                       |            | 0,45       | 0,46      | 0,46      | 0,46      | 0,46      | 0,47      | 0,22      | 0,22      | 0,23      | 0,22      | 0,22      | 0,22      | 0,44      | 0,44      | 0,44      | 0,44      | 0,44      | 0,44      | 0,44      | 0,44      | 0,44      | 0,44      | 0,45      | 0,45      | 0,45      | 0,25      | 0,25      | 0,24      | 0,24      | 0,30      | 0,30      | 0,29      | 0,30      | 0,29      | 0,29      | 0,29      |  |
| 2023                       |            | 0,46       | 0,47      | 0,47      | 0,47      | 0,47      | 0,48      | 0,23      | 0,23      | 0,23      | 0,23      | 0,23      | 0,23      | 0,44      | 0,45      | 0,45      | 0,45      | 0,44      | 0,44      | 0,44      | 0,44      | 0,45      | 0,46      | 0,46      | 0,46      | 0,46      | 0,26      | 0,26      | 0,25      | 0,25      | 0,30      | 0,30      | 0,30      | 0,31      | 0,31      | 0,30      | 0,30      |  |
| 2024                       |            | 0,46       | 0,47      | 0,47      | 0,48      | 0,48      | 0,50      | 0,23      | 0,23      | 0,24      | 0,23      | 0,24      | 0,24      | 0,45      | 0,46      | 0,45      | 0,46      | 0,45      | 0,45      | 0,46      | 0,47      | 0,48      | 0,49      | 0,47      | 0,47      | 0,27      | 0,27      | 0,26      | 0,26      | 0,31      | 0,31      | 0,31      | 0,32      | 0,30      | 0,30      | 0,30      | 0,30      |  |
| 2025                       |            | 0,47       | 0,48      | 0,48      | 0,49      | 0,49      | 0,51      | 0,24      | 0,24      | 0,24      | 0,24      | 0,24      | 0,24      | 0,46      | 0,46      | 0,46      | 0,46      | 0,45      | 0,45      | 0,47      | 0,48      | 0,49      | 0,50      | 0,48      | 0,49      | 0,27      | 0,28      | 0,27      | 0,27      | 0,31      | 0,31      | 0,31      | 0,32      | 0,31      | 0,31      | 0,31      | 0,31      |  |
| 2026                       |            | 0,47       | 0,49      | 0,49      | 0,50      | 0,50      | 0,52      | 0,24      | 0,24      | 0,25      | 0,24      | 0,25      | 0,25      | 0,46      | 0,47      | 0,47      | 0,47      | 0,45      | 0,45      | 0,48      | 0,49      | 0,50      | 0,51      | 0,49      | 0,50      | 0,28      | 0,29      | 0,28      | 0,28      | 0,31      | 0,32      | 0,32      | 0,33      | 0,31      | 0,31      | 0,31      | 0,32      |  |
| 2027                       |            | 0,47       | 0,49      | 0,49      | 0,51      | 0,51      | 0,53      | 0,24      | 0,25      | 0,25      | 0,25      | 0,25      | 0,25      | 0,47      | 0,48      | 0,48      | 0,45      | 0,45      | 0,48      | 0,49      | 0,50      | 0,51      | 0,53      | 0,50      | 0,51      | 0,29      | 0,30      | 0,28      | 0,28      | 0,31      | 0,32      | 0,32      | 0,33      | 0,31      | 0,31      | 0,31      | 0,32      |  |
| 2028                       |            | 0,48       | 0,49      | 0,50      | 0,53      | 0,52      | 0,54      | 0,25      | 0,25      | 0,26      | 0,25      | 0,26      | 0,26      | 0,47      | 0,48      | 0,48      | 0,45      | 0,46      | 0,50      | 0,51      | 0,52      | 0,54      | 0,51      | 0,52      | 0,30      | 0,30      | 0,29      | 0,29      | 0,28      | 0,28      | 0,32      | 0,33      | 0,33      | 0,34      | 0,32      | 0,32      | 0,32      |  |
| 2029                       |            | 0,48       | 0,50      | 0,50      | 0,54      | 0,53      | 0,54      | 0,25      | 0,26      | 0,26      | 0,26      | 0,26      | 0,26      | 0,48      | 0,49      | 0,48      | 0,49      | 0,46      | 0,50      | 0,52      | 0,53      | 0,55      | 0,52      | 0,52      | 0,31      | 0,31      | 0,30      | 0,30      | 0,28      | 0,29      | 0,32      | 0,33      | 0,33      | 0,34      | 0,32      | 0,32      | 0,32      |  |
| 2030                       |            | 0,49       | 0,50      | 0,51      | 0,55      | 0,54      | 0,55      | 0,25      | 0,27      | 0,27      | 0,26      | 0,27      | 0,27      | 0,49      | 0,50      | 0,49      | 0,49      | 0,46      | 0,51      | 0,53      | 0,54      | 0,56      | 0,53      | 0,53      | 0,32      | 0,32      | 0,30      | 0,31      | 0,29      | 0,29      | 0,32      | 0,33      | 0,33      | 0,35      | 0,32      | 0,33      | 0,33      |  |
| 2031                       |            | 0,49       | 0,50      | 0,52      | 0,56      | 0,55      | 0,56      | 0,26      | 0,27      | 0,27      | 0,26      | 0,27      | 0,27      | 0,50      | 0,50      | 0,49      | 0,50      | 0,46      | 0,52      | 0,53      | 0,55      | 0,57      | 0,53      | 0,54      | 0,32      | 0,33      | 0,31      | 0,31      | 0,29      | 0,30      | 0,33      | 0,34      | 0,34      | 0,35      | 0,33      | 0,33      |           |  |
| 2032                       |            | 0,49       | 0,50      | 0,52      | 0,57      | 0,56      | 0,57      | 0,26      | 0,27      | 0,27      | 0,27      | 0,28      | 0,28      | 0,50      | 0,51      | 0,50      | 0,50      | 0,46      | 0,54      | 0,56      | 0,58      | 0,54      | 0,55      | 0,58      | 0,34      | 0,35      | 0,32      | 0,32      | 0,30      | 0,30      | 0,33      | 0,34      | 0,34      | 0,35      | 0,33      | 0,33      |           |  |
| 2033                       |            | 0,50       | 0,51      | 0,53      | 0,58      | 0,57      | 0,58      | 0,26      | 0,28      | 0,28      | 0,27      | 0,28      | 0,28      | 0,51      | 0,51      | 0,50      | 0,51      | 0,46      | 0,47      | 0,54      | 0,55      | 0,56      | 0,58      | 0,55      | 0,55      | 0,34      | 0,35      | 0,32      | 0,33      | 0,30      | 0,31      | 0,33      | 0,34      | 0,34      | 0,36      | 0,33      | 0,34      |  |
| 2034                       |            | 0,50       | 0,51      | 0,53      | 0,58      | 0,57      | 0,59      | 0,27      | 0,28      | 0,28      | 0,28      | 0,29      | 0,29      | 0,52      | 0,52      | 0,51      | 0,51      | 0,47      | 0,47      | 0,54      | 0,56      | 0,57      | 0,59      | 0,55      | 0,56      | 0,35      | 0,36      | 0,33      | 0,33      | 0,31      | 0,31      | 0,34      | 0,35      | 0,35      | 0,36      | 0,34      | 0,34      |  |
| 2035                       |            | 0,51       | 0,51      | 0,54      | 0,59      | 0,58      | 0,60      | 0,27      | 0,29      | 0,29      | 0,28      | 0,29      | 0,29      | 0,53      | 0,52      | 0,51      | 0,52      | 0,47      | 0,47      | 0,55      | 0,57      | 0,58      | 0,60      | 0,56      | 0,57      | 0,36      | 0,37      | 0,34      | 0,34      | 0,31      | 0,31      | 0,34      | 0,35      | 0,35      | 0,37      | 0,34      | 0,34      |  |
| 2036                       |            | 0,51       | 0,52      | 0,55      | 0,60      | 0,59      | 0,61      | 0,27      | 0,29      | 0,29      | 0,29      | 0,30      | 0,30      | 0,54      | 0,53      | 0,52      | 0,52      | 0,47      | 0,47      | 0,56      | 0,57      | 0,59      | 0,60      | 0,56      | 0,57      | 0,36      | 0,38      | 0,34      | 0,35      | 0,31      | 0,32      | 0,34      | 0,35      | 0,35      | 0,37      | 0,34      | 0,35      |  |
| 2037                       |            | 0,52       | 0,52      | 0,55      | 0,61      | 0,60      | 0,62      | 0,27      | 0,30      | 0,30      | 0,29      | 0,30      | 0,31      | 0,54      | 0,53      | 0,52      | 0,52      | 0,47      | 0,47      | 0,57      | 0,58      | 0,59      | 0,61      | 0,57      | 0,58      | 0,37      | 0,38      | 0,35      | 0,35      | 0,32      | 0,32      | 0,34      | 0,35      | 0,35      | 0,37      | 0,35      | 0,35      |  |
| 2038                       |            | 0,52       | 0,52      | 0,56      | 0,61      | 0,61      | 0,63      | 0,28      | 0,30      | 0,30      | 0,31      | 0,31      | 0,31      | 0,55      | 0,54      | 0,52      | 0,53      | 0,47      | 0,48      | 0,57      | 0,58      | 0,60      | 0,62      | 0,58      | 0,59      | 0,38      | 0,39      | 0,36      | 0,36      | 0,32      | 0,33      | 0,35      | 0,36      | 0,36      | 0,38      | 0,35      | 0,35      |  |
| 2039                       |            | 0,53       | 0,53      | 0,56      | 0,62      | 0,62      | 0,64      | 0,28      | 0,31      | 0,30      | 0,30      | 0,31      | 0,32      | 0,56      | 0,54      | 0,53      | 0,53      | 0,47      | 0,48      | 0,58      | 0,59      | 0,60      | 0,62      | 0,58      | 0,59      | 0,38      | 0,40      | 0,36      | 0,37      | 0,32      | 0,33      | 0,35      | 0,36      | 0,36      | 0,38      | 0,35      | 0,36      |  |
| 2040                       |            | 0,53       | 0,53      | 0,57      | 0,63      | 0,63      | 0,65      | 0,28      | 0,31      | 0,31      | 0,30      | 0,32      | 0,32      | 0,56      | 0,55      | 0,53      | 0,54      | 0,48      | 0,48      | 0,59      | 0,59      | 0,61      | 0,63      | 0,59      | 0,60      | 0,39      | 0,41      | 0,37      | 0,37      | 0,33      | 0,33      | 0,35      | 0,36      | 0,36      | 0,38      | 0,35      | 0,36      |  |
| 2041                       |            | 0,54       | 0,53      | 0,58      | 0,63      | 0,63      | 0,66      | 0,29      | 0,31      | 0,31      | 0,31      | 0,32      | 0,33      | 0,57      | 0,55      | 0,54      | 0,54      | 0,48      | 0,48      | 0,60      | 0,60      | 0,61      | 0,63      | 0,59      | 0,60      | 0,40      | 0,41      | 0,37      | 0,38      | 0,33      | 0,34      | 0,36      | 0,37      | 0,36      | 0,39      | 0,36      | 0,36      |  |
| 2042                       |            | 0,54       | 0,54      | 0,58      | 0,63      | 0,64      | 0,67      | 0,29      | 0,32      | 0,32      | 0,31      | 0,33      | 0,33      | 0,58      | 0,56      | 0,54      | 0,55      | 0,48      | 0,48      | 0,60      | 0,60      | 0,62      | 0,64      | 0,60      | 0,61      | 0,40      | 0,42      | 0,38      | 0,39      | 0,33      | 0,34      | 0,36      | 0,37      | 0,37      | 0,39      | 0,36      | 0,36      |  |
| 2043                       |            | 0,54       | 0,54      | 0,59      | 0,64      | 0,65      | 0,68      | 0,29      | 0,32      | 0,32      | 0,32      | 0,33      | 0,34      | 0,58      | 0,56      | 0,55      | 0,55      | 0,48      | 0,48      | 0,61      | 0,61      | 0,62      | 0,64      | 0,60      | 0,61      | 0,41      | 0,42      | 0,39      | 0,40      | 0,34      | 0,35      | 0,36      | 0,37      | 0,37      | 0,39      | 0,36      | 0,37      |  |
| 2044                       |            | 0,55       | 0,54      | 0,59      | 0,64      | 0,66      | 0,69      | 0,30      | 0,33      | 0,33      | 0,32      | 0,34      | 0,35      | 0,59      | 0,56      | 0,55      | 0,56      | 0,48      | 0,48      | 0,61      | 0,61      | 0,63      | 0,65      | 0,61      | 0,62      | 0,41      | 0,43      | 0,39      | 0,40      | 0,34      | 0,35      | 0,36      | 0,38      | 0,37      | 0,40      | 0,36      | 0,37      |  |
| 2045                       |            | 0,55       | 0,55      | 0,60      | 0,64      | 0,66      | 0,69      | 0,30      | 0,33      | 0,33      | 0,32      | 0,34      | 0,35      | 0,59      | 0,57      | 0,55      | 0,56      | 0,48      | 0,49      | 0,62      | 0,62      | 0,63      | 0,65      | 0,61      | 0,62      | 0,42      | 0,44      | 0,40      | 0,41      | 0,34      | 0,35      | 0,37      | 0,38      | 0,37      | 0,40      | 0,37      | 0,37      |  |
| 2046                       |            | 0,56       | 0,55      | 0,61      | 0,65      | 0,67      | 0,70      | 0,30      | 0,33      | 0,34      | 0,33      | 0,34      | 0,36      | 0,59      | 0,57      | 0,56      | 0,57      | 0,48      | 0,49      | 0,63      | 0,62      | 0,64      | 0,65      | 0,61      | 0,63      | 0,42      | 0,44      | 0,41      | 0,42      | 0,35      | 0,36      | 0,37      | 0,38      | 0,38      | 0,41      | 0,37      | 0,38      |  |
| 2047                       |            | 0,56       | 0,56      | 0,61      | 0,65      | 0,68      | 0,70      | 0,31      | 0,34      | 0,34      | 0,33      | 0,35      | 0,37      | 0,60      | 0,58      | 0,56      | 0,57      | 0,49      | 0,49      | 0,63      | 0,64      | 0,66      | 0,62      | 0,63      | 0,43      | 0,45      | 0,41      | 0,42      | 0,35      | 0,36      | 0,37      | 0,39      | 0,38      | 0,41      | 0,37      | 0,38      |           |  |
| 2048                       |            | 0,57       | 0,56      | 0,62      | 0,66      | 0,69      | 0,71      | 0,31      | 0,34      | 0,34      | 0,33      | 0,35      | 0,37      | 0,60      | 0,58      | 0,57      | 0,57      | 0         |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |  |

***Построение секторных геологических моделей ячеек***

Цифровая геологическая модель – представление продуктивных пластов и вмещающих их геологической среды в виде набора цифровых данных в трехмерной сетке ячеек. Для геологического моделирования проводился сбор, обработка и подготовка следующих данных:

- Список скважин, вскрывающих объект моделирования
- Координаты устьев скважин
- Альтитуда скважин
- Инклинометрия траекторий скважин
- Данные ГИС по скважинам
- Конструкция скважин
- Фактическая пробуренная глубина по скважинам
- Анализ скважин, пробуренных с отбором керна
- Оцифрованные сейсмические данные (структурные поверхности по кровле стратиграфических горизонтов, карты параметров, поверхности контактов, разломы, структурные карты по кровле целевых горизонтов с разломами, карты изохрон, карты скоростей).

Создавался проект геологического моделирования секторов интересующих объектов разработки в моделирующей программе «Petrel» компании Schlumberger, далее в нее загружались собранные, обработанные и подготовленные данные.

В геологические модели секторов вошли следующие продуктивные горизонты:

- для ячеек 1 объекта 3423 и 3666 – горизонты А1, Б и В;
- для ячеек 2 объекта 3604 и 5117 – горизонты Г и Д1;
- для ячеек 3 объекта 4898 и 3605 – горизонты Д2 и Ю1.

Все продуктивные горизонты нефтяные.

Моделирование состоит из следующих процедур:

1. Загрузка всех имеющихся данных, включая интерпретированные данные ГИС, сейсмике, опробования;
2. Корреляция и построение структурного каркаса с учетом сбросовых нарушений;
3. Распределение литологии и ФЕС;

Фрагмент схем корреляций по секторным моделям представлен на рисунке 4.1.1







**Ячейка 3605 (3 объект)****Ячейка 4898 (3 объект)**

**Рисунок 4.1.1– Фрагменты схем корреляций по секторным моделям (3423 – А, 3666 – В, 3604 – С, 5117 – D, 3605 – Е, 4898 – F)**

**Структурное моделирование**

Основопологающим этапом геологического моделирования является создание структурного каркаса. Последовательно процесс моделирования с использованием структурного каркаса выглядит следующим образом:

1. Построение структурных карт по кровле горизонтов с использованием стратиграфических отбивок (маркеров) по кровле пластов в скважинах.
2. Построение модели разломов. По имеющимся данным интерпретации строится модель разломов, в которой каждый разлом представлен поверхностью, и эти поверхности корректным образом соединены друг с другом в области пересечения.
3. Преобразование структурного каркаса в 3D модель. Завершающий этап структурных построений – это конвертация структурного каркаса в 3D модель, состоящую из ячеек заданного размера, внутри которой можно распространять на основе скважинных данных литологи и петрофизические свойства.

Все структурные карты были построены методом интерполяции – Convergent Interpolation с размером сетки – 20м\*20м, угол поворота составляет -1080, что соответствует направлению сейсмического куба.

**Создание трехмерной геологической сетки**

Основным этапом в моделировании является построение трехмерной сетки, или 3D-грида (каркас, который состоит из ячеек с набором цифровых геологических данных).

Правильная построенная трёхмерная сетка – это основа построения корректной геологической модели.

Размер ячеек сетки в плоскости при геологическом моделировании выбран 20х20 метров для всех горизонтов. Количество ячеек по вертикали выбиралось с таким расчетом, чтобы размер ячейки составлял в среднем около 0.8 метра. Подобные размеры сетки наиболее оптимальны при построении геологических моделей, т.к. с одной стороны они более сопоставимы с шагом дискретизации кривых ГИС, а с другой стороны дают



приемлемое, с точки зрения времени расчетов, количество ячеек. Разрывные нарушения моделировались на основании результатов интерпретации сейсмичности 3Д. Для исключения искривления ячеек при моделировании тектонических нарушений в 3Д-гриде, был выбран метод переноса нарушений по границам ячеек (zig-zag type faults).

Характеристика сеток трехмерных секторных геологических моделей представлены в таблице 4.1.4.

Таблица 4.1.36– Характеристика сеток секторов

## Ячейка 3423

| Горизонт     | Число ячеек по оси |           |            | Размер ячеек по оси |           |             | Общее число ячеек по модели |
|--------------|--------------------|-----------|------------|---------------------|-----------|-------------|-----------------------------|
|              | Nx                 | Ny        | Nz         | Dx, м               | Dy, м     | Dz средн, м |                             |
| А            | 46                 | 49        | 38         | 10                  | 10        | 0.4         | 85652                       |
| Б            | 46                 | 49        | 35         | 10                  | 10        | 0.4         | 78890                       |
| В            | 46                 | 49        | 32         | 10                  | 10        | 0.4         | 72128                       |
| <b>итого</b> | <b>46</b>          | <b>49</b> | <b>105</b> | <b>10</b>           | <b>10</b> | <b>0.4</b>  | <b>236670</b>               |

## Ячейка 3666

| Горизонт     | Число ячеек по оси |           |            | Размер ячеек по оси |           |             | Общее число ячеек по модели |
|--------------|--------------------|-----------|------------|---------------------|-----------|-------------|-----------------------------|
|              | Nx                 | Ny        | Nz         | Dx, м               | Dy, м     | Dz средн, м |                             |
| А            | 46                 | 49        | 37         | 10                  | 10        | 0.4         | 83398                       |
| Б            | 46                 | 49        | 34         | 10                  | 10        | 0.4         | 76636                       |
| В            | 46                 | 49        | 33         | 10                  | 10        | 0.4         | 74382                       |
| <b>итого</b> | <b>46</b>          | <b>49</b> | <b>104</b> | <b>10</b>           | <b>10</b> | <b>0.4</b>  | <b>234416</b>               |

## Ячейка 3604

| Горизонт     | Число ячеек по оси |           |           | Размер ячеек по оси |           |             | Общее число ячеек по модели |
|--------------|--------------------|-----------|-----------|---------------------|-----------|-------------|-----------------------------|
|              | Nx                 | Ny        | Nz        | Dx, м               | Dy, м     | Dz средн, м |                             |
| Г            | 24                 | 25        | 38        | 20                  | 20        | 0.8         | 22800                       |
| <b>итого</b> | <b>24</b>          | <b>25</b> | <b>38</b> | <b>20</b>           | <b>20</b> | <b>0.8</b>  | <b>22800</b>                |

## Ячейка 5117

| Горизонт     | Число ячеек по оси |           |           | Размер ячеек по оси |           |             | Общее число ячеек по модели |
|--------------|--------------------|-----------|-----------|---------------------|-----------|-------------|-----------------------------|
|              | Nx                 | Ny        | Nz        | Dx, м               | Dy, м     | Dz средн, м |                             |
| Г            | 24                 | 23        | 33        | 20                  | 20        | 0.8         | 18216                       |
| <b>итого</b> | <b>24</b>          | <b>23</b> | <b>33</b> | <b>20</b>           | <b>20</b> | <b>0.8</b>  | <b>18216</b>                |

## Ячейка 3605

| Горизонт       | Число ячеек по оси |           |           | Размер ячеек по оси |           |             | Общее число ячеек по модели |
|----------------|--------------------|-----------|-----------|---------------------|-----------|-------------|-----------------------------|
|                | Nx                 | Ny        | Nz        | Dx, м               | Dy, м     | Dz средн, м |                             |
| Д <sub>2</sub> | 20                 | 19        | 29        | 20                  | 20        | 0.8         | 11020                       |
| Ю <sub>1</sub> | 20                 | 19        | 35        | 20                  | 20        | 0.8         | 13300                       |
| <b>итого</b>   | <b>20</b>          | <b>19</b> | <b>64</b> | <b>20</b>           | <b>20</b> | <b>0.8</b>  | <b>24320</b>                |

## Ячейка 4898

| Горизонт | Число ячеек по оси |    |    | Размер ячеек по оси |       |             | Общее число ячеек по модели |
|----------|--------------------|----|----|---------------------|-------|-------------|-----------------------------|
|          | Nx                 | Ny | Nz | Dx, м               | Dy, м | Dz средн, м |                             |



|                |           |           |           |           |           |            |              |
|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|--------------|
| Д <sub>2</sub> | 18        | 18        | 29        | 20        | 20        | 0.8        | 9396         |
| Ю <sub>1</sub> | 18        | 18        | 35        | 20        | 20        | 0.8        | 11340        |
| <b>итого</b>   | <b>18</b> | <b>18</b> | <b>64</b> | <b>20</b> | <b>20</b> | <b>0.8</b> | <b>20736</b> |

#### Перенос скважинных данных на геологическую сетку

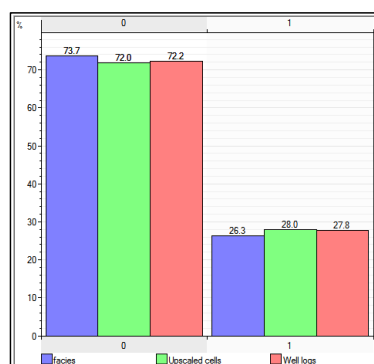
В дальнейшем результаты интерпретации ГИС были перенесены на ячейки модели, расположенные вдоль траектории скважин. Корректность их перенесения проверялась визуально на well section по каждой скважине. Для создания осредненных значений литологии были взяты кривые Coll, для пористости РНП.

Осреднение пористости на ячейки сетки проводилось с учетом дискретной кривой литологии. Пример переноса скважинных данных на сетку показан на рисунке 4.1.2

**Рисунок 4.1.2– Пример переноса скважинных данных на сетку**  
**Литологическое моделирование**

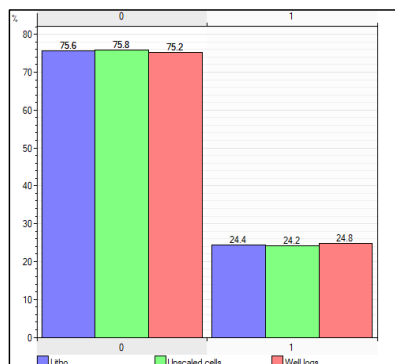
Для распределения значения непрерывного куба фаций в межскважинном пространстве использовался имеющийся в Petrel детерминистический метод интерполяции «Indicator kriging». В построенном кубе фаций значения параметров варьировались в диапазоне от 0 до 1, разделяя объем моделируемой области на «коллектор» и «неколлектор» (рисунок 4.1.3).

**A)**



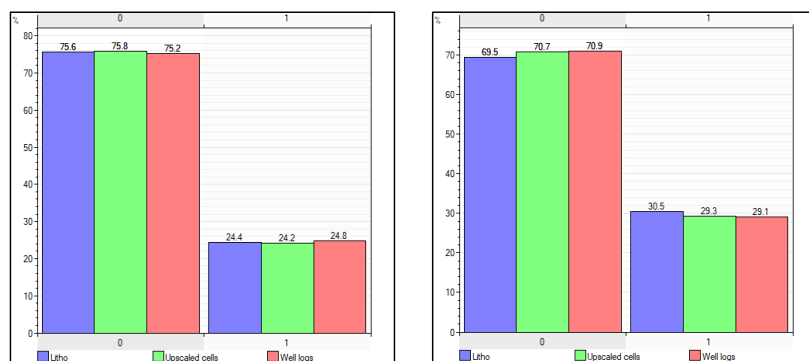
**C)**

**B)**



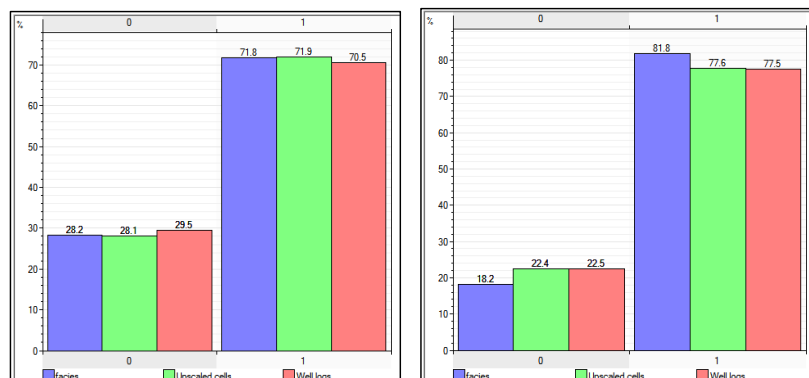
**D)**





**E)**

**F)**



**A)**

**B)**

**C)**

**D)**

**E)**

**F)**

**Рисунок 4.1.3– Кубы литологии и гистограммы секторных моделей (3423 – А, 3666 – В, 3604 – С, 5117 – D, 3605 – Е, 4898 – F)**

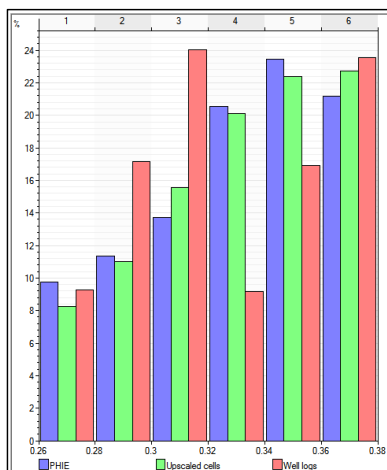
#### Построение куба пористости

Кубы пористости рассчитывались после пересчета пористости по ГИС на ячейки сетки по всем скважинам в пределах проницаемых прослоев и проведения «Data analysis». Далее пористость распределялась с использованием стохастического алгоритма Гаусса SGS (Sequential Gaussian Simulation).

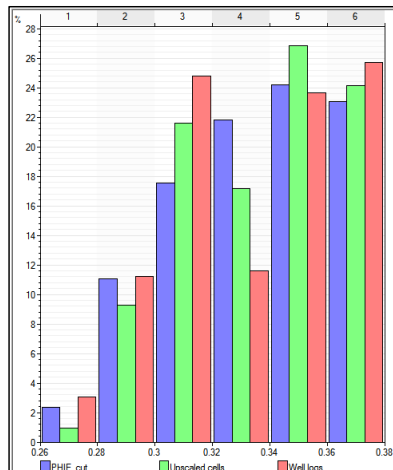


Для отслеживания контроля качества построения куба пористости использовались гистограммы, по которой можно увидеть сопоставление результатов распространенных, осредненных и исходных данных по ГИС (рисунок 4.1.4).

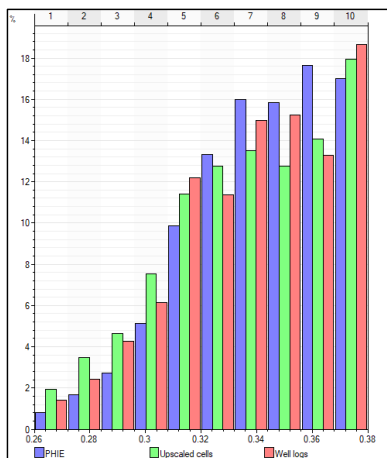
А)



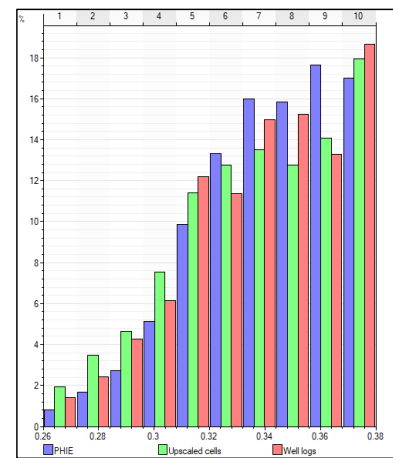
В)



С)



Д)



Е)

Ф)



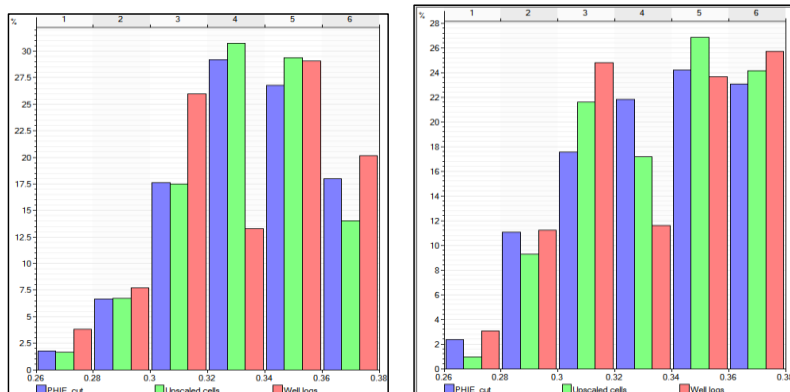


Рисунок 4.1.4– Гистограммы пористости секторных моделей

#### Построение секторных гидродинамических модели ячеек

Гидродинамические сектора вырезаны из геологической модели с сохранением всех структурных построений и петрофизических свойств. Сохранены все вертикальные и горизонтальные геологические неоднородности.

Создание гидродинамических моделей проводилась в программном продукте tNavigator компании «Rock Flow Dynamics» с использованием композиционного ядра (e300) с включенной термальной опцией (thermal), т.к. на данном участке проводилась паротепловая обработка скважин (ПТОС) и велась закачка пара.

В таблице 4.1.5 представлены параметры секторов.

Таблица 4.1.37 -Параметры секторов

#### Ячейка 3423 (1 объект)

|                        |            |
|------------------------|------------|
| Размерность            | 10x10x0.4  |
| Кол-во скважин         | 9          |
| Дата начала разработки | 01.05.2006 |

#### Ячейка 3666 (1 объект)

|                        |            |
|------------------------|------------|
| Размерность            | 10x10x0.4  |
| Кол-во скважин         | 9          |
| Дата начала разработки | 01.05.2006 |

#### Ячейка 3604 (2 объект)

|                        |            |
|------------------------|------------|
| Размерность            | 20x20x0.8  |
| Кол-во скважин         | 9          |
| Дата начала разработки | 01.11.2004 |

#### Ячейка 5117 (2 объект)

|                        |            |
|------------------------|------------|
| Размерность            | 20x20x0.8  |
| Кол-во скважин         | 9          |
| Дата начала разработки | 01.03.2004 |

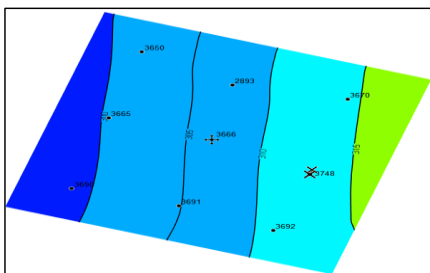
#### Ячейка 3605 (3 объект)



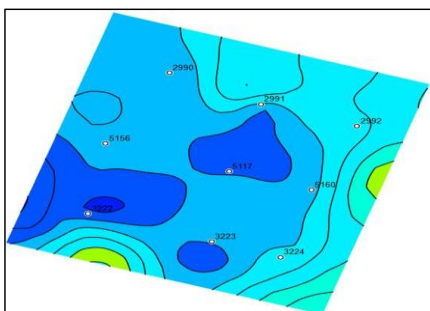
**Ячейка 4898 (3 объект)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|

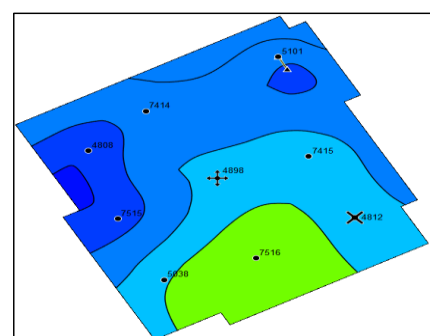
**B)**



**D)**



**F)**





***Свойства флюидов***

В секторных моделях использовалась двухкомпонентная PVT-модель с применением зависимости вязкости нефти от температуры. (таблица 4.1.6)



Таблица 4.1.38 – Зависимость вязкости нефти от температуры

| Температура, С | Вязкость нефти |
|----------------|----------------|
| 10             | 700            |
| 20             | 500            |
| 30             | 400            |
| 50             | 150            |
| 80             | 50             |
| 100            | 20             |
| 120            | 12             |
| 180            | 5              |
| 200            | 2              |
| 250            | 1              |
| 300            | 1              |

### Относительные фазовые проницаемости и капиллярные давления

На рисунке 4.1.6 показаны относительные фазовые проницаемости, использованные в моделях.

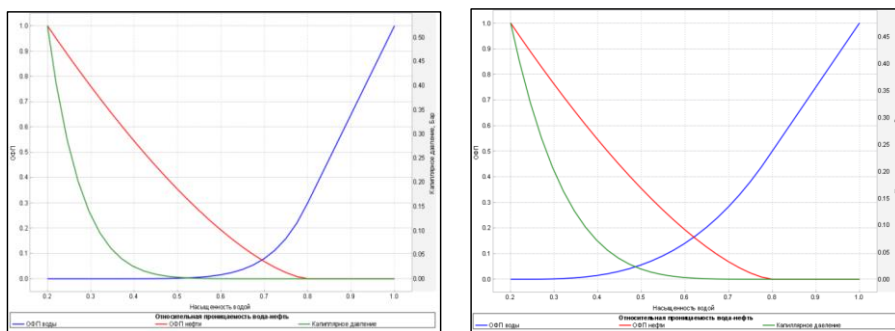


Рисунок 4.1.6– Кривые относительных фазовых проницаемостей

### Проницаемость

При построении кубов проницаемости использовались зависимости, полученные в ходе лабораторных исследований керна. Но при адаптации использовались множители проницаемости для отдельных регионов скважин, в которых эксплуатация велась по технологии не ограничивающий вынос песка на забой скважины (CHOPS – технология «холодной» добычи тяжелой нефти с добычей песка). При добыче песка образуются длинные каналы с увеличенной проницаемостью («червоточины»), которые разрастаются из скважины внутрь нефтеносного пласта на расстояния от 200 м и более.

Рисунок 4.1.7– Гистограмма распределения куба проницаемости по модели

### Моделирование термических свойств.

Для моделирования термических свойств породы использовались кубы удельной теплоемкости и теплопроводности. Так как исходные данные по этим свойствам



отсутствуют, параметры подбирались путем воспроизведения добычи нефти в участках с применением закачки пара.

Во всех участках использовались значения:

удельная теплоемкость (HEATCR) в песчаниках 1200 kJ/m<sup>3</sup>/K и в глинах 1600 kJ/m<sup>3</sup>/K;

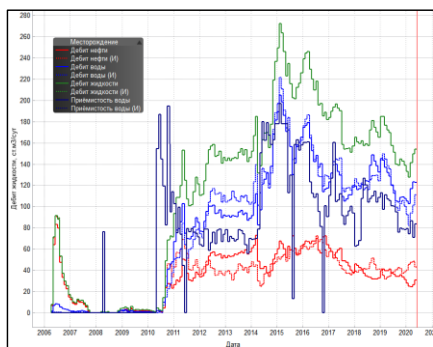
удельная теплопроводность (THCONR) в песчаниках 1800 kJ/m/day/C и в глинах 3000 kJ/m/day/C.

#### *Адаптация на историю разработки*

Поскольку целью построения гидродинамических моделей является возможность планирования разработки и прогнозирования результатов бурения скважин и ГТМ, модель должна адекватно описывать процесс разработки. Результаты гидродинамических расчетов, выдаваемые симулятором, должны быть близки к фактической истории разработки. Ввиду того, что данные модели относятся к категории самых сложных – термально-композиционных, в поскважинной адаптации есть несоответствия. Также это обусловлено тем, что модели являются секторными.

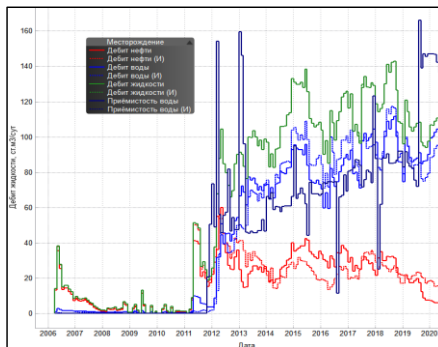
Результаты адаптации представлены на рисунках 4.1.18-4.1.19.

A)



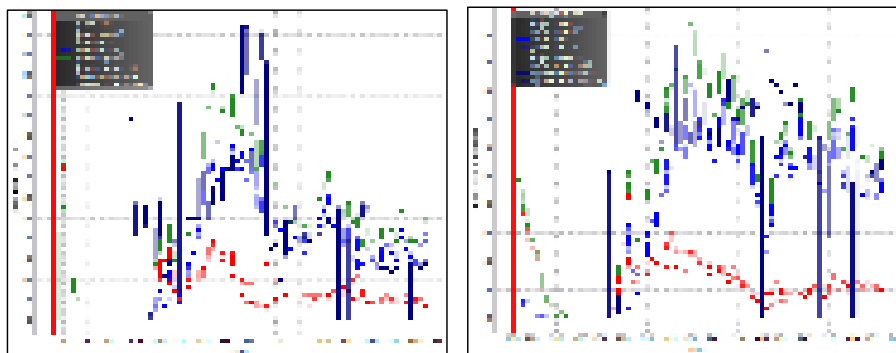
C)

B)



D)





Е)

Ф)

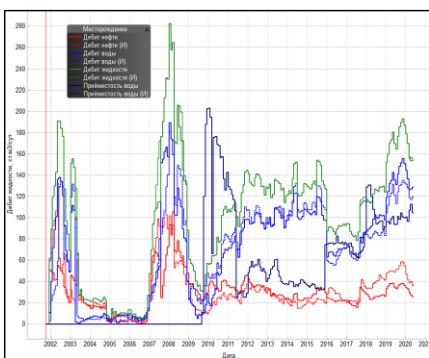
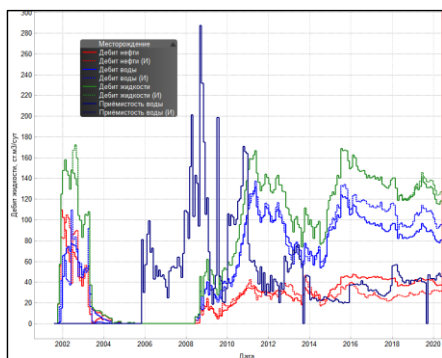
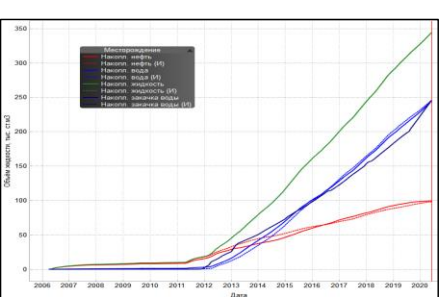
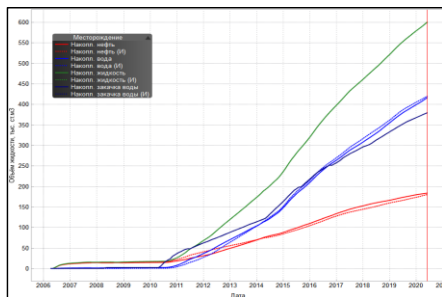


Рисунок 4.1.8– Результаты адаптации по динамическим показателям (3423 – А, 3666 – В, 3604 – С, 5117 – D, 3605 – Е, 4898 – F)

А)

В)



С)

Д)



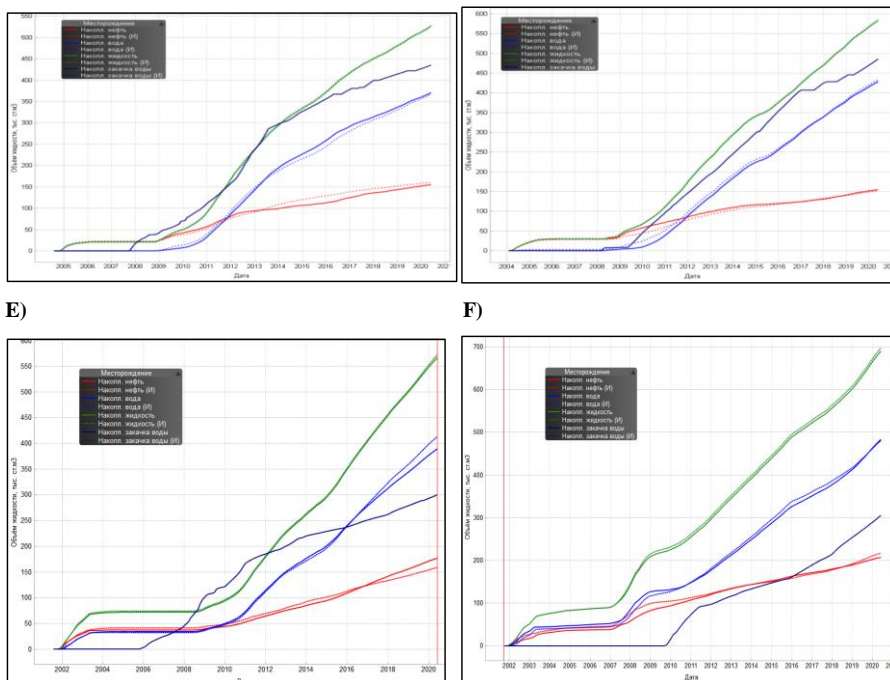


Рисунок 4.1.9- Результаты адаптации по накопленным показателям (3423 – А, 3666 – В, 3604 – С, 5117 – D, 3605 – Е, 4898 – F)

#### Технико-экономический анализ

Для экономического анализа были приняты прогнозные технологические показатели и действующие стоимостные показатели по определению оптимального объема закачки пара и уровня сухости по представленным ячейкам на месторождении Каражанбас.

Результаты расчетов описаны и представлены в прогнозных ценах, то есть с учетом инфляции. Инфляция, в расчетах принята на уровне 4% в год согласно прогнозу АО «НК «КазМунайГаз».

В расчетах принято, что все стоимостные показатели данного проекта за период с 2020 по 2025 год будет различного уровня с учетом ежегодной эскалации. Далее, начиная с 2026 года и до конца проектного срока будет принята с учетом ежегодной инфляции в 4% без влияния эскалации.

#### Расходы и доходы по проекту

##### Эксплуатационные затраты

Моделирование эксплуатационных затрат по данному проекту проводилось в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта исходя из технологии и техники добычи,



подготовки и транспорта нефти. Расчет эксплуатационных затрат произведен на основании исходных данных, представленных АО «Каражанбасмунай».

В состав эксплуатационных расходов были включены затраты, связанные с добычей нефти, закачкой пара, а также производственные затраты, зависящие от количества скважин.

Структура эксплуатационных затрат по всем вариантам одинаково и включает в себя:

- затраты, зависящие от объемов добычи нефти;
- затраты, зависящие от количества скважин;
- затраты на воду для производства и закачки пара;
- затраты на газ для производства и закачки пара;
- затраты на электроэнергию для производства и закачки пара;
- затраты на соль техническую для производства и закачки пара.

#### **Доходы по проекту**

Источниками доходов настоящей работы будут поступления от реализации нефти.

Доход от реализации нефти был рассчитан по «netback» или чистой производственной цене АО «Каражанбасмунай», которая представляет собой экономически обоснованный уровень мировой цены на нефть, скорректированный в сторону уменьшения логистических затрат (расходы на реализацию продукции) и налоговых нагрузок (Рентный налог, ЭТП и др. таможенные платежи). При очищенной «netback» цене учитываются различные корректировки, колебания цены и доли реализации нефти на внешний и внутренний рынки. В состав логистических затрат АО «Каражанбасмунай» включаются все затраты по управлению материальными потоками по всей логистической системе от недропользователя до конечного потребителя.

#### **Технико-экономический анализ эффективности**

Расчет экономической эффективности объемов закачки пара на основе секторных ГГДМ участков проводился на основе прогнозных технико-технологических показателей.

В результате проведенных расчетов были определены выручка от реализации продукции, эксплуатационные затраты на добычу нефти, а также чистые и дисконтированные потоки денежной наличности.

При оценке экономической эффективности вариантов разработки в работе использовались основные и оценочные показатели.

К основным показателям эффективности относятся:

- денежные потоки (CASH FLOW);
- дисконтированные денежные потоки (NPV).

К оценочным показателям относятся:



- эксплуатационные затраты.

Чистый денежный поток представляет собой разность между суммами поступлений и выплат денежных средств компании за определенный период времени. Чистый денежный поток используется для расчёта показателей экономической эффективности инвестиций, а также для анализа движения денежных средств.

В целях определения ценности проекта был рассчитан дисконтированный поток денежных средств, который является основным критерием оценки эффективности проекта. Дисконтирование – метод приведения будущих денежных потоков к текущему периоду с учетом изменения стоимости денег с течением времени. Для определения дисконтированных денежных потоков принята годовая ставка дисконтирования WACC АО «НК «КазМунайГаз», которая равна 15%. Дисконтированные денежные потоки определены нижеследующей формулой:

$$DCF = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i}$$

где:

DCF (Discounted cash flow) – дисконтированный денежный поток;

CF (Cash flow) – денежный поток в период времени  $i$ ;

$r$  – ставка дисконтирования (норма дохода);

$n$  – количество временных периодов;

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для решения вопроса об эффективности предложенного проекта. Решение о принятии его к реализации принимается с учетом результатов анализа всех полученных интегральных показателей.

В настоящем отчете технико-экономический анализ проведен по 6 ячейкам каждый из которых состоит из 6 вариантов (всего 36 вариантов), отличающимся между собой различными технологическими характеристиками.

Итоговые показатели по всем вариантам приведены в таблице 4.1.7.



Таблица 4.1.39 – Интегральные экономические показатели за рентабельный период

| №<br>п/п | Наименование показателей  | ЕИ         | За рентабельный период |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
|----------|---|------------|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|          | Вариант   |            | 1                      | 2         | 3         | 4         | 5         | 6         | 7         | 8         | 9         | 10        | 11        | 12        |
|          | Объект  |            | 1                      |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
|          | Ячейка  |            | 3423                   |           |           |           |           |           | 3666      |           |           |           |           |           |
|          | Объем пара  |            | 70                     |           | 90        |           | 110       |           | 70        |           | 90        |           | 110       |           |
|          | Сухость   |            | 40                     | 60        | 40        | 60        | 40        | 60        | 40        | 60        | 40        | 60        | 40        | 60        |
|          |   |            | 2020-2023              | 2020-2027 | 2020-2034 | 2020-2036 | 2020-2035 | 2020-2040 | 2020-2030 | 2020-2038 | 2020-2020 | 2020-2027 | 2020-2020 | 2020-2020 |
| 1        | Рентабельный период   | годы       |                        |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| 2        | Добыча нефти  | тыс. тонн  | 24,1                   | 38,2      | 57,5      | 86,2      | 78,9      | 109,9     | 24,0      | 43,0      | 2,4       | 18,6      | 2,4       | 2,4       |
| 3        | Выручка от реализации продукции   | млн. тенге | 1 521                  | 2 755     | 4 661     | 7 520     | 6 773     | 10 069    | 2 024     | 4 014     | 127       | 1 502     | 126       | 126       |
| 4        | Эксплуатационные затраты  | млн. тенге | 782                    | 1 612     | 3 534     | 4 558     | 5 116     | 7 219     | 1 926     | 3 657     | 202       | 1 449     | 209       | 209       |
| 5        | Операционная прибыль (выручка – эксплуатационные затраты)   | млн. тенге | 739                    | 1 143     | 1 127     | 2 962     | 1 658     | 2 850     | 98        | 357       | -75       | 53        | -82       | -82       |
| 6        | КПН, 20%  | млн. тенге | 148                    | 229       | 227       | 592       | 332       | 570       | 40        | 87        | 0         | 29        | 0         | 0         |
| 7        | Капитальные вложения  | млн. тенге | -                      | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |
| 8        | Потоки денежной наличности (выручка – эксплуатационные затраты – КПН - капитальные вложения + амортизация ОС) | млн. тенге | 591                    | 915       | 900       | 2 369     | 1 326     | 2 280     | 58        | 270       | -75       | 24        | -82       | -82       |
| 9        | Дисконтированные денежные потоки при ставке дисконта 15%  | млн. тенге | 543                    | 752       | 722       | 1 221     | 880       | 1 263     | -32       | 45        | -75       | -27       | -82       | -82       |

Продолжение таблицы 4.1.39 – Интегральные экономические показатели за рентабельный период

| №<br>п/п | Наименование показателей  | ЕИ         | За рентабельный период |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
|----------|---|------------|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|          | Вариант   |            | 13                     | 14        | 15        | 16        | 17        | 17        | 19        | 20        | 21        | 22        | 23        | 24        |
|          | Объект  |            | 2                      |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
|          | Ячейка  |            | 3604                   |           |           |           |           |           | 5117      |           |           |           |           |           |
|          | Объем пара  |            | 70                     |           | 90        |           | 110       |           | 70        |           | 90        |           | 110       |           |
|          | Сухость   |            | 40                     | 60        | 40        | 60        | 40        | 60        | 40        | 60        | 40        | 60        | 40        | 60        |
|          |   |            | 2020-2037              | 2020-2027 | 2020-2023 | 2020-2024 | 2020-2021 | 2020-2021 | 2020-2035 | 2020-2035 | 2020-2043 | 2020-2036 | 2020-2029 | 2020-2030 |
| 1        | Рентабельный период   | годы       |                        |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| 2        | Добыча нефти  | тыс. тонн  | 51,7                   | 26,8      | 15,8      | 19,2      | 10,1      | 10,1      | 68,4      | 62,7      | 79,1      | 77,5      | 45,2      | 50,4      |
| 3        | Выручка от реализации продукции   | млн. тенге | 4 660                  | 2 013     | 1 032     | 1 323     | 570       | 573       | 5 895     | 5 398     | 7 505     | 6 749     | 3 608     | 4 094     |
| 4        | Эксплуатационные затраты  | млн. тенге | 4 044                  | 1 515     | 800       | 1 010     | 407       | 407       | 3 839     | 3 394     | 5 518     | 4 157     | 2 536     | 2 842     |
| 5        | Операционная прибыль (выручка – эксплуатационные затраты)   | млн. тенге | 616                    | 498       | 232       | 313       | 164       | 166       | 2 056     | 2 005     | 1 988     | 2 592     | 1 072     | 1 252     |
| 6        | КПН, 20%  | млн. тенге | 133                    | 100       | 46        | 63        | 33        | 33        | 411       | 401       | 398       | 518       | 214       | 250       |
| 7        | Капитальные вложения  | млн. тенге | -                      | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |
| 8        | Потоки денежной наличности (выручка – эксплуатационные затраты – КПН - капитальные вложения + амортизация ОС) | млн. тенге | 483                    | 398       | 186       | 251       | 131       | 133       | 1 645     | 1 604     | 1 590     | 2 073     | 858       | 1 002     |
| 9        | Дисконтированные денежные потоки при ставке дисконта 15%  | млн. тенге | 202                    | 300       | 178       | 226       | 131       | 132       | 883       | 810       | 666       | 1 143     | 586       | 659       |

Продолжение таблицы 4.1.39 – Интегральные экономические показатели за рентабельный период

| №<br>п/п | Наименование показателей  | ЕИ         | За рентабельный период |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
|----------|---|------------|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|          | Вариант   |            | 25                     | 26        | 27        | 28        | 29        | 30        | 31        | 32        | 33        | 34        | 35        | 36        |
|          | Объект  |            | 3                      |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
|          | Ячейка  |            | 3605                   |           |           |           |           |           | 4898      |           |           |           |           |           |
|          | Объем пара  |            | 70                     |           | 90        |           | 110       |           | 70        |           | 90        |           | 110       |           |
|          | Сухость   |            | 40                     | 60        | 40        | 60        | 40        | 60        | 40        | 60        | 40        | 60        | 40        | 60        |
|          |   |            | 2020-2059              | 2020-2059 | 2020-2057 | 2020-2057 | 2020-2033 | 2020-2034 | 2020-2042 | 2020-2047 | 2020-2031 | 2020-2047 | 2020-2026 | 2020-2028 |
| 1        | Рентабельный период   | годы       |                        |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| 2        | Добыча нефти  | тыс. тонн  | 226,9                  | 249,7     | 218,1     | 229,5     | 77,2      | 83,9      | 67,2      | 87,5      | 50,9      | 104,7     | 31,1      | 38,4      |
| 3        | Выручка от реализации продукции   | млн. тенге | 25 221                 | 27 980    | 24 588    | 25 956    | 6 401     | 7 053     | 6 062     | 8 403     | 4 114     | 10 071    | 2 296     | 2 962     |
| 4        | Эксплуатационные затраты  | млн. тенге | 15 682                 | 15 718    | 16 329    | 16 384    | 3 710     | 4 071     | 4 383     | 5 974     | 2 429     | 6 993     | 1 294     | 1 824     |
| 5        | Операционная прибыль (выручка – эксплуатационные затраты)   | млн. тенге | 9 539                  | 12 261    | 8 259     | 9 572     | 2 691     | 2 981     | 1 679     | 2 429     | 1 685     | 3 078     | 1 002     | 1 138     |
| 6        | КПН, 20%  | млн. тенге | 1 908                  | 2 452     | 1 652     | 1 914     | 538       | 596       | 336       | 486       | 337       | 616       | 200       | 228       |
| 7        | Капитальные вложения  | млн. тенге | -                      | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |
| 8        | Потоки денежной наличности (выручка – эксплуатационные затраты – КПН - капитальные вложения + амортизация ОС) | млн. тенге | 7 631                  | 9 809     | 6 607     | 7 657     | 2 152     | 2 385     | 1 343     | 1 943     | 1 348     | 2 463     | 802       | 910       |
| 9        | Дисконтированные денежные потоки при ставке дисконта 15%  | млн. тенге | 2 531                  | 2 867     | 2 096     | 2 209     | 1 379     | 1 495     | 830       | 1 092     | 924       | 1 354     | 619       | 684       |



**Выводы:**

Проведенные экономические расчеты показали, что каждый из вариантов отличается уровнем технологического эффекта, который впоследствии формирует экономическую эффективность мероприятия.

Как показывает анализ, при принятых условиях и допущениях в затратах представленный проект экономически эффективен по всем вариантам, за исключением вариантов ячейки №3666. Для выбора наилучшего варианта определения объемов закачки и уровня сухости пара проведено сравнение результатов основных технико-экономических показателей, приведенных в сводной таблице 1.

Проведенные расчеты показали, что за рентабельный период разработки самыми наилучшими технико-экономическими показателями выделились следующие варианты в каждом ячееке:

В ячейках №3666, №3604, и №3605 наилучший экономический эффект получен при объеме закачки пара 70 т/сут и уровне сухости 60%.

В ячейках №5117 и №4898 наилучший экономический эффект получен при объеме закачки пара 90 т/сут и уровне сухости 60%.

В ячейке №3423 наилучший экономический эффект получен при объеме закачки пара 110 т/сут и уровне сухости 60%.

**4.2 Экономические показатели вариантов разработки****4.2.1 Общие положения оценки экономической эффективности проекта**

Экономическая оценка вариантов разработки месторождения Каражанбас проводилась в соответствии с требованиями нормативного документа «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Финансово-экономические расчеты проведены в соответствии с «Основными правилами экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов» и учитывают особенности международных стандартов экономической оценки эффективности инвестиционных проектов.

Целью настоящего раздела является оценка экономической эффективности разработки месторождения Каражанбас с учетом особенностей реализации нефтегазовых проектов в Республике Казахстан. Результаты проведенной экономической оценки позволяют предварительно определить доходы государства и недропользователя.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами предприятия. В настоящем разделе были использованы следующие основные принципы и подходы оценки экономической эффективности проекта, применяемые в общепринятой мировой практике:

- моделирование потоков объемов продукции, ресурсов и денежных средств;
- определение эффекта путем сопоставления предстоящих доходов и расходов;



- расчет значений показателей экономической и бюджетной эффективности по проекту;
- приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности к начальному периоду;
- учет влияния инфляции на ценность денежных средств.

**Проектный срок** по рассматриваемым вариантам разработки месторождения является одинаковым и составляет 40 лет с 2021 по 2060 гг.

**Рентабельный срок** по вариантам представляет собой период безубыточной добычи нефти, после завершения, которого потоки денежной наличности принимают отрицательные значения.

**Интервал планирования** в расчетах установлен, как промежуток времени, соответствующий одному календарному году.

**Моделирование финансово-экономических показателей** на период разработки месторождения Каражанбас включает доходы от реализации углеводородов, эксплуатационные расходы и капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта.

**Критерий экономической эффективности**, которые были рассчитаны в ходе технико-экономического анализа, легли в основу сравнения результатов по вариантам разработки и выбора рекомендуемого к внедрению варианта. Основными критериями доходности по настоящему проекту являются потоки денежной наличности, чистая приведенная стоимость, внутренняя норма доходности и срок окупаемости проекта.

**Масштабы цен**, приведенные в расчетах, позволяют сопоставить полученные результаты экономической оценки. Для сокращения масштабов цен все стоимостные показатели были переведены из национальной валюты «тенге» в «\$ USD» по валютному курсу, утвержденному в числе основных макроэкономических показателей РК на перспективу. При расчете нормативов принят курс \$ США на момент начала расчета. Предполагается, что на весь период расчета обменный курс национального банка РК будет неизменным и составит 430 тенге за 1 \$ США в соответствии с макроэкономическими показателями прогноза АО НК «КМГ». Результаты расчетов представлены в \$, тыс.\$ и млн.\$.

**Цена** реализации нефти на внешний рынок принята в соответствии с макроэкономическими показателями АО «НК «КМГ» на 2021-2025 годы. Цена реализации нефти и газа на внутреннем рынке принята по фактическим данным недропользователя на момент составления расчета.

**Реализация продукции** будет осуществляться следующим образом:



- нефть будет реализована в пропорции 16% на внутренний рынок и 84% - на внешний рынок;
- нефтяной газ 100% будет использован на собственные технологические нужды месторождения.

Результаты расчетов описаны и представлены в прогнозных ценах, т.е. с учетом инфляции. **Инфляция** цен, стоимостных показателей инвестиций и затрат принята применительно к доллару США по среднемировым темпам инфляции в 2% в год.

**Дисконтирование** проводилось исходя из теории временной стоимости денег для получения суммы потоков платежей, приведенных к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных потоков приняты ставки дисконтирования 7% на уровне инфляции в Казахстане, ставки WACC АО НК «Казмунайгаз» 11,5% и ставки WACC АО «Каражанбасмунай» 14,34%.

**Источниками финансирования** капитальных вложений по вариантам разработки месторождения будут собственные средства недропользователя. Предполагается, что для обеспечения необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения, заемные средства привлекаться не будут.

Стоит отметить, что в расчетах была учтена остаточная стоимость основных фондов по ранее осуществленным капитальным вложениям, которые включают в себя имеющиеся производственные мощности промыслового обустройства и скважины. Остаточная стоимость основных фондов по месторождению Каражанбас на 01.01.2021 года составит – 192 379 тыс.\$.

#### **4.2.2 Основные технико-технологические условия вариантов разработки при оценке экономической эффективности проекта**

Экономическая оценка проведена по трем вариантам разработки, отличающимся между собой различными технико-технологическими характеристиками, в частности:

- **первый вариант** – базовый вариант предполагает продолжение существующей системы разработки месторождения при сложившейся системе эксплуатации залежей. В рамках данного варианта планируется бурение эксплуатационных добывающих скважин в количестве 571, нагнетательных 4 и законтурных 3;
- **второй вариант** – предполагает разработку месторождения с закачкой горячей воды на Западном и Центральном участках. И предусматривает бурение 1 117 добывающих, 9 нагнетательных и 3 законтурных скважин;
- **третий вариант** – по ГТМ аналогичен вариантам 1 и 2. Также рассматривает бурение 1 348 добывающих, 44 нагнетательных и 3 законтурных скважин.

Проведенные экономические расчеты показали эффективность третьего варианта по экономическим и технологическим характеристикам. Отмечаем, что результаты оценки экономической эффективности по рекомендуемому третьему варианту представлены в

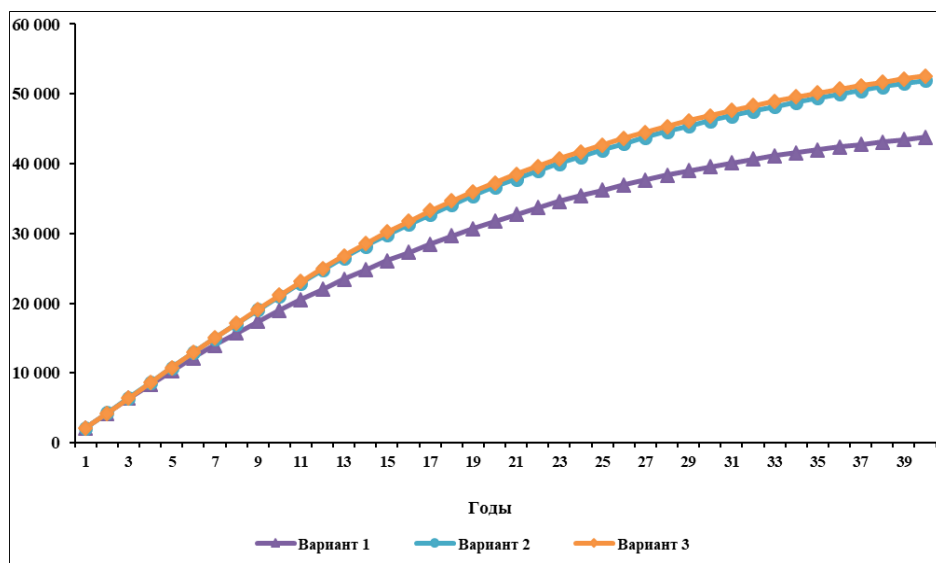


текстовой части, результаты расчетов по альтернативным двум вариантам приведены в сводной таблице.

Сравнительный анализ технико-технологических показателей за проектный период по вариантам разработки представлен в таблице 4.2.1 и на рисунке 4.2.1.

**Таблица 4.2.1 -Технико-технологические показатели по рассматриваемым вариантам**

| № п/п | Наименование показателей        | ЕИ        | Показатели за проектный период |              |              |
|-------|---------------------------------|-----------|--------------------------------|--------------|--------------|
|       |                                 |           | 1 вариант                      | 2 вариант    | 3 вариант    |
| 1     | Проектный срок                  | годы      | 2021-2060                      | 2021-2060    | 2021-2060    |
| 2     | Количество лет проектного срока | лет       | 40                             | 40           | 40           |
| 3     | Объем добычи жидкости           | тыс. тонн | 776 605                        | 700 326      | 838 107      |
| 4     | Объем добычи нефти              | тыс. тонн | 43 765                         | 51 983       | 52 560       |
| 5     | Объем добычи газа               | млн. м3   | 1 231                          | 1 499        | 1 504        |
| 6     | Объем закачки воды              | тыс. тонн | 169 213                        | 9 844        | 215 661      |
| 6     | Объем закачки пара              | тыс. тонн | 127 016                        | 164 078      | 144 496      |
| 7     | Бурение новых скважин:          | единиц    | <b>578</b>                     | <b>1 129</b> | <b>1 395</b> |
| 7.1   | добывающие вертикальные         | единиц    | 199                            | 726          | 877          |
| 7.2   | наклонно-направленных           | единиц    | 372                            | 391          | 471          |
| 7.3   | паронагнетательные              | единиц    | 7                              | 12           | 47           |
| 8     | КИН                             | д.е.      | 0,320                          | 0,346        | 0,348        |



**Рисунок 4.2.1– Объем добычи нефти по вариантам за проектный срок, тыс. тонн**

#### 4.2.3 Доходы по проекту

Источниками доходов настоящего проекта будут поступления от реализации продукции месторождения Каражанбас. Доходы от реализации продукции были определены исходя из объемов продукции и соответствующих цен реализации.

Доходы от реализации продукции по всем вариантам рассчитаны в соответствии с установленными прогнозными ценами АО «НК «КМГ», АО «Самрук-Казына» и



фактическими направлениями реализации по данным АО «КБМ». В расчетах принято, что, начиная с 2021 года и до конца проектного периода, 84% от добытого объема нефти будет реализован на внешнем рынке, в дальнейшем и ближе зарубежье по направлениям Балтийское и Черное море, остальные 16% - на внутреннем рынке.

В расчетах приняты следующие цены реализации нефти на внешний рынок:

2021 г. - 40 \$/баррель; 2022 г. - 50 \$/баррель; 2023-2025 гг. - 60 \$/баррель. В соответствии с макропрогнозом, начиная с 2026 г. и до конца проектного периода стоимость реализации нефти будет увеличиваться на уровень ежегодной инфляции, т.е. на 2%.

Стоимость реализации нефти на внутренний рынок по данным Заказчика: 2021 г. - 17,0 \$/баррель; 2022 г. - 17,7 \$/баррель; 2023 г. - 18,3 \$/баррель; 2024 г. - 19,0 \$/баррель; 2025 г. - 19,6 \$/баррель. Затем, начиная с 2026 года будет увеличиваться на уровень ежегодной инфляции (2 %) до конца проектного периода.

Нефтяной газ, добываемый на месторождении Каражанбас, является рабочим агентом, используемым для производственно-технологических нужд в качестве топлива для газопотребляющего оборудования. В связи с этим важно отметить, что попутный нефтяной газ, добываемый на месторождении, 100% будет использоваться на технологические и собственные нужды недропользователя, а недостающий объем газа будет закупаться из месторождения Каламкас.

Тарифы на транспортировку нефти так же, как и цена нефти различаются от направления, и составят в среднем за проектный период: на внутренний рынок - 1,9 \$/тонну, на внешний рынок, т.е. в дальнейшем/ближнее зарубежье для сырой нефти 51,3 \$/тонну и очищенной нефти 48,4 \$/тонну. Важно отметить, что стоимость транспортировки продукции за проектный период в расчетах принята с учетом ежегодной инфляции в 2%.

Результаты расчета доходов от продажи продукции по рекомендуемому третьему варианту представлены в таблице 4.2.2.



Таблица 4.2.2 – Расчет доходов от реализации продукции по рекомендуемому варианту 3

| ОБЪЕМ РЕАЛИЗАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ                   | ЕИ      | Итого за проектный период | Итого за рентабельный период | 2021    | 2022    | 2023    | 2024    | 2025    | 2026    | 2027    | 2028    | 2029    | 2030    | 2031    | 2032    | 2033    | 2034    | 2035    | 2036    | 2037    | 2038    | 2039    | 2040    |
|--|---------|---------------------------|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Нефти  |         |                           |                              |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| экспорт сырой нефти                                | тыс. тн | 31 774                    | 24 595                       | 1 255   | 1 283   | 1 303   | 1 314   | 1 323   | 1 298   | 1 266   | 1 256   | 1 243   | 1 220   | 1 188   | 1 142   | 1 097   | 1 048   | 1 001   | 951     | 900     | 854     | 810     | 768     |
| экспорт очищенной нефти                            | тыс. тн | 12 014                    | 9 308                        | 489     | 496     | 499     | 499     | 499     | 489     | 477     | 473     | 469     | 460     | 448     | 430     | 413     | 395     | 377     | 358     | 339     | 322     | 305     | 290     |
| внутренний рынок                                   | тыс. тн | 8 247                     | 6 390                        | 336     | 340     | 342     | 342     | 342     | 336     | 328     | 325     | 322     | 316     | 307     | 295     | 284     | 271     | 259     | 246     | 233     | 221     | 209     | 199     |
| ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ                    |         |                           |                              |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| Нефти  |         |                           |                              |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| экспорт сырой нефти                                | \$/тонн | 289                       | 289                          | 289     | 362     | 442     | 451     | 460     | 469     | 477     | 486     | 495     | 503     | 512     | 521     | 529     | 538     | 547     | 555     | 564     | 573     | 581     | 590     |
| экспорт очищенной нефти                            | \$/тонн | 289                       | 289                          | 289     | 362     | 442     | 451     | 460     | 469     | 477     | 486     | 495     | 503     | 512     | 521     | 529     | 538     | 547     | 555     | 564     | 573     | 581     | 590     |
| внутренний рынок                                   | \$/тонн | 123                       | 123                          | 123     | 128     | 135     | 143     | 150     | 153     | 156     | 159     | 162     | 165     | 167     | 170     | 173     | 176     | 179     | 182     | 184     | 187     | 190     | 193     |
| ВЫРУЧКА (без НДС)                                  |         |                           |                              |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| Нефти  |         |                           |                              |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| экспорт сырой нефти                                | \$/тонн | 17 161 383                | 12 257 665                   | 362 872 | 463 887 | 576 513 | 592 996 | 608 436 | 607 915 | 604 254 | 610 297 | 614 893 | 613 760 | 608 284 | 594 291 | 580 345 | 563 805 | 547 347 | 527 822 | 507 690 | 488 812 | 470 695 | 453 196 |
| экспорт очищенной нефти                            | \$/тонн | 6 481 718                 | 4 633 584                    | 141 384 | 179 152 | 220 725 | 224 965 | 229 310 | 229 114 | 227 734 | 230 012 | 231 743 | 231 317 | 229 253 | 223 979 | 218 723 | 212 489 | 206 286 | 198 928 | 191 340 | 184 226 | 177 397 | 170 802 |
| внутренний рынок                                   | \$ тыс  | 1 462 993                 | 1 048 136                    | 41 362  | 43 511  | 46 298  | 48 843  | 51 474  | 51 430  | 51 120  | 51 632  | 52 020  | 51 925  | 51 461  | 50 277  | 49 098  | 47 698  | 46 306  | 44 654  | 42 951  | 41 354  | 39 821  | 38 341  |
| Итого общая Выручка от экспорта                    | \$ тыс  | 23 643 101                | 16 891 250                   | 504 255 | 643 039 | 797 238 | 817 961 | 837 746 | 837 029 | 831 988 | 840 309 | 846 636 | 845 077 | 837 537 | 818 270 | 799 068 | 776 294 | 753 633 | 726 750 | 699 030 | 673 038 | 648 092 | 623 998 |
| Итого общая Выручка от продажи на внутренний рынок | \$ тыс  | 1 462 993                 | 1 048 136                    | 41 362  | 43 511  | 46 298  | 48 843  | 51 474  | 51 430  | 51 120  | 51 632  | 52 020  | 51 925  | 51 461  | 50 277  | 49 098  | 47 698  | 46 306  | 44 654  | 42 951  | 41 354  | 39 821  | 38 341  |
| Итого общая Выручка                                | \$ тыс  | 25 106 094                | 17 939 385                   | 545 617 | 686 550 | 843 536 | 866 805 | 889 220 | 888 459 | 883 108 | 891 941 | 898 656 | 897 001 | 888 998 | 868 547 | 848 166 | 823 993 | 799 939 | 771 404 | 741 981 | 714 392 | 687 913 | 662 339 |

Продолжение таблицы 4.24.2 – Расчет доходов от реализации продукции по рекомендуемому варианту 3

| ОБЪЕМ РЕАЛИЗАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ                   | ЕИ      | Итого за проектный период | Итого за рентабельный период | 2041    | 2042    | 2043    | 2044    | 2045    | 2046    | 2047    | 2048    | 2049    | 2050    | 2051    | 2052    | 2053    | 2054    | 2055    | 2056    | 2057    | 2058    | 2059    | 2060    |
|--|---------|---------------------------|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| экспорт сырой нефти                                |         |                           |                              |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| экспорт очищенной нефти                            | тыс. тн | 31 774                    | 24 595                       | 729     | 691     | 655     | 622     | 591     | 561     | 533     | 506     | 481     | 456     | 433     | 412     | 391     | 369     | 348     | 329     | 311     | 294     | 278     | 263     |
| внутренний рынок                                   | тыс. тн | 12 014                    | 9 308                        | 275     | 260     | 247     | 234     | 223     | 212     | 201     | 191     | 181     | 172     | 163     | 155     | 147     | 139     | 131     | 124     | 117     | 111     | 105     | 99      |
| экспорт сырой нефти                                | тыс. тн | 8 247                     | 6 390                        | 189     | 179     | 170     | 161     | 153     | 145     | 138     | 131     | 124     | 118     | 112     | 107     | 101     | 95      | 90      | 85      | 80      | 76      | 72      | 68      |
| ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ                    |         |                           |                              |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| Нефти  |         |                           |                              |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| экспорт сырой нефти                                | \$/тонн | 289                       | 289                          | 599     | 607     | 616     | 625     | 633     | 642     | 651     | 659     | 668     | 677     | 685     | 694     | 703     | 711     | 720     | 729     | 737     | 746     | 755     | 763     |
| экспорт очищенной нефти                            | \$/тонн | 289                       | 289                          | 599     | 607     | 616     | 625     | 633     | 642     | 651     | 659     | 668     | 677     | 685     | 694     | 703     | 711     | 720     | 729     | 737     | 746     | 755     | 763     |
| внутренний рынок                                   | \$/тонн | 123                       | 123                          | 196     | 199     | 201     | 204     | 207     | 210     | 213     | 216     | 218     | 221     | 224     | 227     | 230     | 233     | 235     | 238     | 241     | 244     | 247     | 250     |
| ВЫРУЧКА (без НДС)                                  |         |                           |                              |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| Нефти  |         |                           |                              |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| экспорт сырой нефти                                | \$/тонн | 17 161 383                | 12 257 665                   | 436 568 | 419 373 | 403 615 | 388 621 | 374 292 | 360 353 | 346 906 | 333 661 | 321 156 | 308 772 | 297 120 | 285 807 | 274 994 | 262 494 | 250 940 | 239 836 | 229 343 | 219 330 | 209 639 | 200 455 |
| экспорт очищенной нефти                            | \$/тонн | 6 481 718                 | 4 633 584                    | 164 536 | 158 055 | 152 116 | 146 465 | 141 065 | 135 811 | 130 743 | 125 751 | 121 039 | 116 371 | 111 980 | 107 716 | 103 641 | 98 930  | 94 575  | 90 390  | 86 436  | 82 662  | 79 010  | 75 548  |
| внутренний рынок                                   | \$ тыс  | 1 462 993                 | 1 048 136                    | 36 934  | 35 479  | 34 146  | 32 878  | 31 665  | 30 486  | 29 348  | 28 228  | 27 170  | 26 122  | 25 137  | 24 179  | 23 265  | 22 207  | 21 230  | 20 290  | 19 403  | 18 555  | 17 736  | 16 959  |
| Итого общая Выручка от экспорта                    | \$ тыс  | 23 643 101                | 16 891 250                   | 601 104 | 577 428 | 555 730 | 535 086 | 515 357 | 496 164 | 477 649 | 459 412 | 442 194 | 425 144 | 409 099 | 393 523 | 378 635 | 361 424 | 345 516 | 330 226 | 315 778 | 301 992 | 288 648 | 276 004 |
| Итого общая Выручка от продажи на внутренний рынок | \$ тыс  | 1 462 993                 | 1 048 136                    | 36 934  | 35 479  | 34 146  | 32 878  | 31 665  | 30 486  | 29 348  | 28 228  | 27 170  | 26 122  | 25 137  | 24 179  | 23 265  | 22 207  | 21 230  | 20 290  | 19 403  | 18 555  | 17 736  | 16 959  |
| Итого общая Выручка                                | \$ тыс  | 25 106 094                | 17 939 385                   | 638 038 | 612 907 | 589 877 | 567 963 | 547 022 | 526 650 | 506 998 | 487 640 | 469 364 | 451 266 | 434 236 | 417 702 | 401 899 | 383 631 | 366 745 | 350 516 | 335 181 | 320 548 | 306 384 | 292 962 |



#### 4.2.4 Расходы по проекту

##### 4.2.4.1 Капитальные вложения

Расчет стоимости капитальных вложений производился по трем вариантам разработки месторождения, отличающимся в части бурения и обустройства новых скважин.

Величина капитальных вложений по вариантам определена с использованием укрупненных показателей направлений капитального строительства в текущих ценах. Новые капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться на территории Республики Казахстан.

Распределение капитальных вложений по годам осуществлялось в соответствии с графиком строительства объектов, включающим время проектирования, сроки строительства и ввода в эксплуатацию.

Наряду с этим в проекте учтена остаточная стоимость основных фондов по ранее осуществленным капитальным вложениям, которые включают в себя имеющиеся производственные мощности промыслового обустройства и скважины.

Инвестиции по рассматриваемым вариантам, необходимые для финансирования проекта представлены в таблице 4.2.3 по основным направлениям капитальных вложений.

Таблица 4.2.3 – Капитальные вложения по вариантам

| №<br>п/п                    | Наименование<br>показателей | ЕИ     | Показатели за проектный период |           |           |
|-----------------------------|-----------------------------|--------|--------------------------------|-----------|-----------|
|                             |                             |        | 1 вариант                      | 2 вариант | 3 вариант |
| 1                           | Строительство скважин       | тыс.\$ | 120 067                        | 237 482   | 298 568   |
| 2                           | Надземное строительство     | тыс.\$ | 88 257                         | 194 796   | 188 704   |
| 3                           | Инфраструктура              | тыс.\$ | 6 993                          | 18 843    | 13 854    |
| 4                           | Внешние коммуникации        | тыс.\$ | 2 703                          | 7 283     | 5 355     |
| Всего капитальные вложения: |                             | тыс.\$ | 218 020                        | 458 404   | 506 481   |

Результаты расчетов капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства в период реализации проекта по вариантам приведены в таблицах 4.2.4 - 4.2.5.

Структура основных показателей капитальных вложений по рекомендуемому третьему варианту и по вариантам в целом представлена на рисунках 4.2.2 - 4.2.3.



Таблица 4.2.4 - Капитальные вложения по варианту 1

| №<br>п/п | Наименование работ,<br>объектов и затрат  | ЕИ       | Кол/во | Стоимость<br>единицы,<br>тыс.\$ | Стоимос<br>ть всего,<br>тыс. \$ | Распределение капитальных вложений по годам строительства |        |        |        |        |        |        |        |        |
|----------|---|----------|--------|---------------------------------|---------------------------------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|          |   |          |        |                                 |                                 | 1   | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8      | 9      |
|          |   |          |        |                                 |                                 | 2021  | 2022   | 2023   | 2024   | 2025   | 2026   | 2027   | 2028   | 2029   |
| I        | СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН   |          |        |                                 |                                 |   |        |        |        |        |        |        |        |        |
| 1        | Ввод из бурения добывающих вертикальных   | скважина | 199    | 188                             | 37 344                          | 5 442   | 7 882  | 7 882  | 3 003  | 2 815  | 2 440  | 2 815  | 2 252  | 2 815  |
|          | Ввод из бурения добывающих наклонно-направленных                                | скважина | 372    | 201                             | 74 735                          | 10 849  | 15 670 | 15 670 | 6 228  | 5 826  | 5 023  | 5 424  | 4 621  | 5 424  |
|          | Ввод из бурения паронагнетательных  | скважина | 7      | 188                             | 1 314                           | 1 314   | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
|          | ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, без инфляции                                       | тыс. \$  |        |                                 | 113 393                         | 17 604  | 23 552 | 23 552 | 9 230  | 8 641  | 7 462  | 8 239  | 6 873  | 8 239  |
|          | ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, с инфляцией  | тыс. \$  |        |                                 | 120 067                         | 17 604  | 24 023 | 24 494 | 9 784  | 9 332  | 8 208  | 9 228  | 7 835  | 9 558  |
| II       | НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО   |          |        |                                 |                                 |   |        |        |        |        |        |        |        |        |
| 1        | Установка станков-качалок   | ед.      | 571    | 21                              | 11 968                          | 1 740   | 2 515  | 2 515  | 985    | 922    | 796    | 880    | 734    | 880    |
| 2        | Обустройство добывающих нефтяных скважин  | ед.      | 571    | 48                              | 27 312                          | 3 970   | 5 740  | 5 740  | 2 248  | 2 105  | 1 818  | 2 009  | 1 674  | 2 009  |
| 3        | Обустройство нагнетательных скважин   | ед.      | 130    | 48                              | 6 218                           | 1 387   | 717    | 861    | 1 004  | 861    | 909    | 239    | 239    | -      |
| 4        | Установка на устьях инд. СКЖ  | ед.      | 571    | 10                              | 5 978                           | 869   | 1 256  | 1 256  | 492    | 461    | 398    | 440    | 366    | 440    |
| 5        | Установка МПГУ YZG -18-17-G   | ед.      | 18     | 1 352                           | 24 330                          | 5 407   | 4 055  | 4 055  | 4 055  | 4 055  | 2 703  | -      | -      | -      |
| 6        | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 3") (6МПа)   | ед.      | 2      | 59                              | 114                             | 9   | 9      | 29     | 29     | 21     | 18     | -      | -      | -      |
| 7        | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 4")          | ед.      | 51     | 58                              | 2 994                           | 435   | 629    | 629    | 246    | 231    | 199    | 220    | 183    | 220    |
| 8        | Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) | ед.      | 120    | 1                               | 126                             | 31  | 16     | 21     | 24     | 19     | 16     | -      | -      | -      |
| 9        | Прокладка стационарных паропроводов к паронагнетательным скважинам              | ед.      | 81     | 43                              | 3 482                           | 894   | 565    | 471    | 612    | 518    | 424    | -      | -      | -      |
| 10       | Прокладка дополнительного коллектора (8", СГП)                                  | ед.      | 6      | 99                              | 559                             | 160   | 148    | 128    | 64     | 59     | -      | -      | -      | -      |
| 11       | Резервуар для исходной воды – 16-20м3   | ед.      | 1      | 19,8                            | 20                              | -   | 20     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 12       | Система предварительной очистки   | ед.      | 1      | 68,8                            | 69                              | -   | 69     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 13       | Система ультрафильтрации  | ед.      | 1      | 357,7                           | 358                             | -   | 358    | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 14       | Резервуар для воды из системы УФ – 16-20 м3                                     | ед.      | 1      | 19,8                            | 20                              | -   | 20     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 15       | Система дозирования для обратного осмоса и механическая фильтрация              | ед.      | 1      | 59,8                            | 60                              | -   | 60     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 16       | Система обратного осмоса  | ед.      | 1      | 57,0                            | 57                              | -   | 57     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 17       | Резервуары для подготовленной воды – 2 *50% загрузки, 8-10 м3                   | ед.      | 1      | 31,2                            | 31                              | -   | 31     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 18       | Системы дозирования реагентов (пост-хлорирование, корректировка pH)             | ед.      | 1      | 2,3                             | 2                               | -   | 2      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 19       | Система промывки и очистки установки ОО   | ед.      | 1      | 81,4                            | 81                              | -   | 81     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
|          | ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, без инфляции                                     | тыс. \$  |        | -                               | 83 778                          | 14 901  | 16 348 | 15 705 | 9 760  | 9 250  | 7 280  | 3 788  | 3 197  | 3 549  |
|          | ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, с инфляцией                                      | тыс. \$  |        |                                 | 88 257                          | 14 901  | 16 674 | 16 334 | 10 346 | 9 990  | 8 008  | 4 243  | 3 644  | 4 117  |
| III      | ИНФРАСТРУКТУРА  |          |        |                                 |                                 |   |        |        |        |        |        |        |        |        |
| 1        | Временные здания и сооружения   | ед.      | 1      | 1 340                           | 1 340                           | 148,9   | 148,9  | 148,9  | 149    | 149    | 149    | 149    | 149    | 149    |
| 2        | Дополнительные затраты на производство СМР в зимнее время                       | ед.      | 1      | 333                             | 333                             | 37,0  | 37,0   | 37,0   | 37     | 37     | 37     | 37     | 37     | 37     |
| 3        | Транспортировка материалов  | ед.      | 1      | 502                             | 502                             | 55,7  | 55,7   | 55,7   | 56     | 56     | 56     | 56     | 56     | 56     |
| 4        | Вахтовый метод работы   | ед.      | 1      | 3 423                           | 3 423                           | 380,4   | 380,4  | 380,4  | 380    | 380    | 380    | 380    | 380    | 380    |
| 5        | Резерв Заказчика  | ед.      | 1      | 878                             | 878                             | 97,5  | 97,5   | 97,5   | 98     | 98     | 98     | 98     | 98     | 98     |
| IV       | ВНЕШНИЕ КОММУНИКАЦИИ И ЗАТРАТЫ  |          |        |                                 |                                 |   |        |        |        |        |        |        |        |        |
| 1        | Авторский надзор  | ед.      | 1      | 89,5                            | 89,5                            | 9,9   | 9,9    | 9,9    | 10     | 10     | 10     | 10     | 10     | 10     |
| 2        | Технический надзор  | ед.      | 1      | 550,5                           | 550                             | 61,2  | 61,2   | 61,2   | 61     | 61     | 61     | 61     | 61     | 61     |
| 3        | ПИР   | ед.      | 1      | 1 835,0                         | 1 835                           | 203,9   | 203,9  | 203,9  | 204    | 204    | 204    | 204    | 204    | 204    |
| 4        | Экспертиза  | ед.      | 1      | 27,5                            | 27,5                            | 3,06  | 3,06   | 3,06   | 3      | 3      | 3      | 3      | 3      | 3      |
|          | ВСЕГО капитальных вложений без учета инфляции:                                  |          |        |                                 | 206 149                         | 33 502  | 40 897 | 40 255 | 19 988 | 18 889 | 15 740 | 13 025 | 11 067 | 12 786 |
|          | ВСЕГО капитальных вложений с учетом инфляции:                                   |          |        |                                 | 218 020                         | 33 502  | 41 715 | 41 865 | 21 188 | 20 400 | 17 314 | 14 588 | 12 616 | 14 832 |





Таблица 4.2.5 - Капитальные вложения по варианту 2

| №<br>п/п | Наименование работ,<br>объектов и затрат  | ЕИ       | Кол/во | Стоимость<br>единицы,<br>тыс.\$ | Стоимос<br>ть всего,<br>тыс. \$ | Распределение капитальных вложений по годам строительства |        |        |        |        |        |        |        |        |         |         |         |
|----------|---|----------|--------|---------------------------------|---------------------------------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|
|          |   |          |        |                                 |                                 | 1   | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8      | 9      | 10      | 11      | 12      |
|          |   |          |        |                                 |                                 | 2021  | 2022   | 2023   | 2024   | 2025   | 2026   | 2027   | 2028   | 2029   | 2030    | 2031    | 2032    |
| I        | СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН   |          |        |                                 |                                 |   |        |        |        |        |        |        |        |        |         |         |         |
| 1        | Ввод из бурения добывающих вертикальных   | скважина | 726    | 188                             | 136 240                         | 10 134  | 14 074 | 14 637 | 14 637 | 14 637 | 12 198 | 12 198 | 12 198 | 12 198 | 10 884  | 6 756   | 1 689   |
|          | Ввод из бурения добывающих наклонно-направленных  | скважина | 391    | 201                             | 78 553                          | 5 826   | 8 036  | 8 438  | 8 438  | 8 438  | 7 032  | 7 032  | 7 032  | 7 032  | 6 429   | 3 817   | 1 005   |
|          | Ввод из бурения паронагнетательных  | скважина | 12     | 188                             | 2 252                           | 1 314   | 938    | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |         |         |         |
|          | ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, без инфляции   | тыс. \$  |        |                                 | 217 045                         | 17 273  | 23 049 | 23 075 | 23 075 | 23 075 | 19 229 | 19 229 | 19 229 | 19 229 | 17 313  | 10 573  | 2 693   |
|          | ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, с инфляцией  | тыс. \$  |        |                                 | 237 482                         | 17 273  | 23 510 | 23 998 | 24 460 | 24 921 | 21 152 | 21 537 | 21 921 | 22 306 | 20 429  | 12 687  | 3 286   |
| II       | НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО   |          |        |                                 |                                 |   |        |        |        |        |        |        |        |        |         |         |         |
| 1        | Установка станков-качалок   | ед.      | 1 117  | 21                              | 23 411                          | 1 740   | 2 410  | 2 515  | 2 515  | 2 515  | 2 096  | 2 096  | 2 096  | 2 096  | 1 886   | 1 153   | 293     |
| 2        | Обустройство добывающих нефтяных скважин  | ед.      | 1 117  | 48                              | 53 427                          | 3 970   | 5 501  | 5 740  | 5 740  | 5 740  | 4 783  | 4 783  | 4 783  | 4 783  | 4 305   | 2 631   | 670     |
| 3        | Обустройство нагнетательных скважин   | ед.      | 146    | 48                              | 6 983                           | 1 578   | 1 100  | 1 100  | 861    | 813    | 1 052  | 239    | 239    | -      | -       | -       | -       |
| 4        | Установка на устьях инд. СКЖ  | ед.      | 1 117  | 10                              | 11 694                          | 869   | 1 204  | 1 256  | 1 256  | 1 256  | 1 047  | 1 047  | 1 047  | 1 047  | 942     | 576     | 147     |
| 5        | Установка МПГУ YZG -18-17-G   | ед.      | 22     | 1 352                           | 29 736                          | 8 110   | 6 758  | 4 055  | 4 055  | 2 703  | 4 055  | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
| 6        | Установка печей подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G  | ед.      | 120    | 318,0                           | 38 160                          | 38 160  | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
| 7        | Газопровод с Ø 89*6 мм  | ед.      | 29     | 21,8                            | 637                             | 637   | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
| 8        | Блок реагентов (БР-2,5)   | ед.      | 120    | 0,6                             | 77                              | 77  | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
| 9        | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 3") (6МПа)   | ед.      | 5      | 59                              | 305                             | 26  | 18     | 29     | 29     | 21     | 65     | 59     | 59     | -      | -       | -       | -       |
| 10       | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 4")  | ед.      | 101    | 58,3                            | 5 856                           | 435   | 603    | 629    | 629    | 629    | 524    | 524    | 524    | 524    | 472     | 288     | 73      |
| 11       | Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)   | ед.      | 132    | 1                               | 139                             | 35  | 24     | 24     | 19     | 18     | 19     | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
| 12       | Расход диспергатора минеральных отложений типа «Рандим-4021» СТ ТОО 38626239-34-2007 (будет определен на основании химических исследований) | ед.      | 295    | 3,0                             | 491                             | 22  | 22     | 22     | 22     | 22     | 22     | 22     | 22     | 22     | 22      | 22      | 22      |
| 13       | Прокладка стационарных паропроводов к паронагнетательным скважинам  | ед.      | 96     | 42,8                            | 4 094                           | 1 129   | 941    | 612    | 376    | 471    | 565    | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
| 14       | Прокладка дополнительного коллектора (8", СПП)  | ед.      | 22     | 98,6                            | 2 130                           | 266   | 463    | 463    | 493    | 99     | 345    | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
| 15       | Строительство защитной дамбы  | ед.      | 10     | 609,7                           | 5 944                           | -   | 5 944  | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
| 16       | Резервуар для исходной воды – 16-20м3   | ед.      | 1      | 19,8                            | 20                              | -   | 20     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
| 17       | Система предварительной очистки   | ед.      | 1      | 68,8                            | 69                              | -   | 69     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
| 18       | Система ультрафильтрации  | ед.      | 1      | 357,7                           | 358                             | -   | 358    | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
| 19       | Резервуар для воды из системы УФ – 16-20 м3   | ед.      | 1      | 19,8                            | 20                              | -   | 20     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
| 20       | Система дозировки для обратного осмоса и механическая фильтрация  | ед.      | 1      | 59,8                            | 60                              | -   | 60     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
| 21       | Система обратного осмоса  | ед.      | 1      | 57,0                            | 57                              | -   | 57     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
| 22       | Резервуары для подготовленной воды – 2 *50% загрузки, 8-10 м3   | ед.      | 1      | 31,2                            | 31                              | -   | 31     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
| 23       | Системы дозировки реагентов (пост-хлорирование, корректировка рН)   | ед.      | 1      | 2,3                             | 2                               | -   | 2      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
| 24       | Система промывки и очистки установки ОО   | ед.      | 1      | 81,4                            | 81                              | -   | 81     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -       | -       | -       |
|          | ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, без инфляции   | тыс. \$  |        |                                 | 183 783                         | 57 054  | 25 687 | 16 446 | 15 996 | 14 287 | 14 573 | 8 770  | 8 770  | 8 472  | 7 627,5 | 4 669,9 | 1 205,3 |
|          | ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, с инфляцией  | тыс. \$  |        |                                 | 194 796                         | 57 054  | 26 201 | 17 104 | 16 956 | 15 430 | 16 030 | 9 823  | 9 998  | 9 828  | 9 000   | 5 604   | 1 471   |
| III      | ИНФРАСТРУКТУРА  |          |        |                                 |                                 |   |        |        |        |        |        |        |        |        |         |         |         |
| 1        | Временные здания и сооружения   | ед.      | 1      | 3 513                           | 3 513                           | 292,7   | 292,7  | 292,7  | 293    | 293    | 293    | 293    | 293    | 293    | 293     | 293     | 293     |
| 2        | Дополнительные затраты на производство СМР в зимнее время   | ед.      | 1      | 873                             | 873                             | 72,7  | 72,7   | 72,7   | 73     | 73     | 73     | 73     | 73     | 73     | 73      | 73      | 73      |
| 3        | Транспортировка материалов  | ед.      | 1      | 1 315                           | 1 315                           | 109,6   | 109,6  | 109,6  | 110    | 110    | 110    | 110    | 110    | 110    | 110     | 110     | 110     |
| 4        | Вахтовый метод работы   | ед.      | 1      | 8 975                           | 8 975                           | 747,9   | 747,9  | 747,9  | 748    | 748    | 748    | 748    | 748    | 748    | 748     | 748     | 748     |
| 5        | Резерв Заказчика  | ед.      | 1      | 2 301                           | 2 301                           | 191,7   | 191,7  | 191,7  | 192    | 192    | 192    | 192    | 192    | 192    | 192     | 192     | 192     |
| IV       | ВНЕШНИЕ КОММУНИКАЦИИ И ЗАТРАТЫ  |          |        |                                 |                                 |   |        |        |        |        |        |        |        |        |         |         |         |
| 1        | Авторский надзор  | ед.      | 1      | 234,7                           | 234,7                           | 19,6  | 19,6   | 19,6   | 20     | 20     | 20     | 20     | 20     | 20     | 20      | 20      | 20      |
| 2        | Технический надзор  | ед.      | 1      | 1 443,3                         | 1 443                           | 120,3   | 120,3  | 120,3  | 120    | 120    | 120    | 120    | 120    | 120    | 120     | 120     | 120     |
| 3        | ПИР   | ед.      | 1      | 4 810,9                         | 4 811                           | 400,9   | 400,9  | 400,9  | 401    | 401    | 401    | 401    | 401    | 401    | 401     | 401     | 401     |
| 4        | Экспертиза  | ед.      | 1      | 72,2                            | 72,2                            | 6,01  | 6,01   | 6,01   | 6      | 6      | 6      | 6      | 6      | 6      | 6       | 6       | 6       |
|          | ВСЕГО капитальных вложений без учета инфляции:  |          |        |                                 | 424 364                         | 76 289  | 50 697 | 41 483 | 41 033 | 39 323 | 35 764 | 29 961 | 29 961 | 29 663 | 26 902  | 17 204  | 5 860   |
|          | ВСЕГО капитальных вложений с учетом инфляции:   |          |        |                                 | 458 404                         | 76 289  | 51 711 | 43 142 | 43 495 | 42 469 | 39 340 | 33 556 | 34 156 | 34 409 | 31 744  | 20 645  | 7 149   |



Продолжение таблицы 4.2.5 - Капитальные вложения по варианту 2

| №<br>п/п | Наименование работ,<br>объектов и затрат  | ЕИ       | Кол/во | Стоимость<br>единицы,<br>тыс.\$ | Стоимос<br>ть всего,<br>тыс. \$ | Распределение капитальных вложений по годам строительства |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
|----------|---|----------|--------|---------------------------------|---------------------------------|---|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
|          |   |          |        |                                 |                                 | 13<br>2033  | 14<br>2034 | 15<br>2035 | 16<br>2036 | 17<br>2037 | 18<br>2038 | 19<br>2039 | 20<br>2040 | 21<br>2041 | 22<br>2042 | 23<br>2043 |
| I        | СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН   |          |        |                                 |                                 |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 1        | Ввод из бурения добывающих вертикальных   | скважина | 726    | 188                             | 136 240                         |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
|          | Ввод из бурения добывающих наклонно-направленных  | скважина | 391    | 201                             | 78 553                          |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
|          | Ввод из бурения паронагнетательных  | скважина | 12     | 188                             | 2 252                           |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
|          | ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, без инфляции   | тыс. \$  |        |                                 | 217 045                         |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
|          | ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, с инфляцией  | тыс. \$  |        |                                 | 237 482                         |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| II       | НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО   |          |        |                                 |                                 |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 1        | Установка станков-качалок   | ед.      | 1 117  | 21                              | 23 411                          |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 2        | Обустройство добывающих нефтяных скважин  | ед.      | 1 117  | 48                              | 53 427                          |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 3        | Обустройство нагнетательных скважин   | ед.      | 146    | 48                              | 6 983                           |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 4        | Установка на устьях инд. СКЖ  | ед.      | 1 117  | 10                              | 11 694                          |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 5        | Установка МПГУ YZG -18-17-G   | ед.      | 22     | 1 352                           | 29 736                          |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 6        | Установка печей подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G  | ед.      | 120    | 318,0                           | 38 160                          |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 7        | Газопровод с Ø 89*6 мм  | ед.      | 29     | 21,8                            | 637                             |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 8        | Блок реагентов (БР-2,5)   | ед.      | 120    | 0,6                             | 77                              |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 9        | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 3") (6МПа)   | ед.      | 5      | 59                              | 305                             |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 10       | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 4")  | ед.      | 101    | 58,3                            | 5 856                           |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 11       | Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)   | ед.      | 132    | 1                               | 139                             |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 12       | Расход диспергатора минеральных отложений типа «Рандим-4021» СТ ТОО 38626239-34-2007 (будет определен на основании химических исследований) | ед.      | 295    | 3,0                             | 491                             | 22  | 22         | 22         | 22         | 22         | 22         | 22         | 22         | 22         | 22         | 22         |
| 13       | Прокладка стационарных паропроводов к паронагнетательным скважинам  | ед.      | 96     | 42,8                            | 4 094                           |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 14       | Прокладка дополнительного коллектора (8", СПТ)  | ед.      | 22     | 98,6                            | 2 130                           |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 15       | Строительство защитной дамбы  | ед.      | 10     | 609,7                           | 5 944                           |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 16       | Резервуар для исходной воды – 16-20м3   | ед.      | 1      | 19,8                            | 20                              |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 17       | Система предварительной очистки   | ед.      | 1      | 68,8                            | 69                              |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 18       | Система ультрафильтрации  | ед.      | 1      | 357,7                           | 358                             |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 19       | Резервуар для воды из системы УФ – 16-20 м3   | ед.      | 1      | 19,8                            | 20                              |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 20       | Система дозировки для обратного осмоса и механическая фильтрация  | ед.      | 1      | 59,8                            | 60                              |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 21       | Система обратного осмоса  | ед.      | 1      | 57,0                            | 57                              |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 22       | Резервуары для подготовленной воды – 2 *50% загрузки, 8-10 м3   | ед.      | 1      | 31,2                            | 31                              |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 23       | Системы дозировки реагентов (пост-хлорирование, корректировка PH)   | ед.      | 1      | 2,3                             | 2                               |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 24       | Система промывки и очистки установки ОО   | ед.      | 1      | 81,4                            | 81                              |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
|          | ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, без инфляции   | тыс. \$  |        |                                 | 183 783                         | 22,3  | 22,3       | 22,3       | 22,3       | 22,3       | 22,3       | 22,3       | 22,3       | 22,3       | 22,3       | 22,3       |
|          | ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, с инфляцией  | тыс. \$  |        |                                 | 194 796                         | 28  | 28         | 29         | 29         | 29         | 30         | 30         | 31         | 31         | 32         | 32         |
| III      | ИНФРАСТРУКТУРА  |          |        |                                 |                                 |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 1        | Временные здания и сооружения   | ед.      | 1      | 3 513                           | 3 513                           |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 2        | Дополнительные затраты на производство СМР в зимнее время   | ед.      | 1      | 873                             | 873                             |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 3        | Транспортировка материалов  | ед.      | 1      | 1 315                           | 1 315                           |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 4        | Вахтовый метод работы   | ед.      | 1      | 8 975                           | 8 975                           |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 5        | Резерв Заказчика  | ед.      | 1      | 2 301                           | 2 301                           |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| IV       | ВНЕШНИЕ КОММУНИКАЦИИ И ЗАТРАТЫ  |          |        |                                 |                                 |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 1        | Авторский надзор  | ед.      | 1      | 234,7                           | 234,7                           |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 2        | Технический надзор  | ед.      | 1      | 1 443,3                         | 1 443                           |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 3        | ПИР   | ед.      | 1      | 4 810,9                         | 4 811                           |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| 4        | Экспертиза  | ед.      | 1      | 72,2                            | 72,2                            |   |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
|          | ВСЕГО капитальных вложений без учета инфляции:  |          |        |                                 | 424 364                         | 22  | 22         | 22         | 22         | 22         | 22         | 22         | 22         | 22         | 22         | 22         |
|          | ВСЕГО капитальных вложений с учетом инфляции:   |          |        |                                 | 458 404                         | 27,68   | 28         | 28,57      | 29         | 29,46      | 30         | 30,36      | 31         | 31,25      | 32         | 32         |



Продолжение таблицы 4.2.5 - Капитальные вложения по варианту 2

| №<br>п/п | Наименование работ,<br>объектов и затрат  | ЕИ       | Кол/во | Стоимость<br>единицы,<br>тыс.\$ | Стоимос<br>ть всего,<br>тыс. \$ | Распределение капитальных вложений по годам строительства |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|----------|---|----------|--------|---------------------------------|---------------------------------|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|          |   |          |        |                                 |                                 | 24  | 25   | 26   | 27   | 28   | 29   | 30   | 31   | 32   | 33   |
|          |   |          |        |                                 |                                 | 2044  | 2045 | 2046 | 2047 | 2048 | 2049 | 2050 | 2051 | 2052 | 2053 |
| I        | СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН   |          |        |                                 |                                 |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 1        | Ввод из бурения добывающих вертикальных   | скважина | 726    | 188                             | 136 240                         |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|          | Ввод из бурения добывающих наклонно-направленных  | скважина | 391    | 201                             | 78 553                          |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|          | Ввод из бурения паронагнетательных  | скважина | 12     | 188                             | 2 252                           |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|          | ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, без инфляции   | тыс. \$  |        |                                 | 217 045                         |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|          | ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, с инфляцией  | тыс. \$  |        |                                 | 237 482                         |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| II       | НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО   |          |        |                                 |                                 |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 1        | Установка станков-качалок   | ед.      | 1 117  | 21                              | 23 411                          |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 2        | Обустройство добывающих нефтяных скважин  | ед.      | 1 117  | 48                              | 53 427                          |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 3        | Обустройство нагнетательных скважин   | ед.      | 146    | 48                              | 6 983                           |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 4        | Установка на устьях инд. СКЖ  | ед.      | 1 117  | 10                              | 11 694                          |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 5        | Установка МПГУ YZG -18-17-G   | ед.      | 22     | 1 352                           | 29 736                          |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 6        | Установка печей подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G  | ед.      | 120    | 318,0                           | 38 160                          |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 7        | Газопровод с Ø 89*6 мм  | ед.      | 29     | 21,8                            | 637                             |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 8        | Блок реагентов (БР-2,5)   | ед.      | 120    | 0,6                             | 77                              |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 9        | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 3") (6МПа)   | ед.      | 5      | 59                              | 305                             |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 10       | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 4")  | ед.      | 101    | 58,3                            | 5 856                           |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 11       | Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)   | ед.      | 132    | 1                               | 139                             |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 12       | Расход диспергатора минеральных отложений типа «Рандим-4021» СТ ТОО 38626239-34-2007 (будет определен на основании химических исследований) | ед.      | 295    | 3,0                             | 491                             | 22  | 22   | 22   | 22   | 22   | 22   | 22   | 22   | 22   | 22   |
| 13       | Прокладка стационарных паропроводов к паронагнетательным скважинам  | ед.      | 96     | 42,8                            | 4 094                           |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 14       | Прокладка дополнительного коллектора (8", СТП)  | ед.      | 22     | 98,6                            | 2 130                           |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 15       | Строительство защитной дамбы  | ед.      | 10     | 609,7                           | 5 944                           |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 16       | Резервуар для исходной воды – 16-20м3   | ед.      | 1      | 19,8                            | 20                              |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 17       | Система предварительной очистки   | ед.      | 1      | 68,8                            | 69                              |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 18       | Система ультрафильтрации  | ед.      | 1      | 357,7                           | 358                             |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 19       | Резервуар для воды из системы УФ – 16-20 м3   | ед.      | 1      | 19,8                            | 20                              |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 20       | Система дозирования для обратного осмоса и механическая фильтрация  | ед.      | 1      | 59,8                            | 60                              |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 21       | Система обратного осмоса  | ед.      | 1      | 57,0                            | 57                              |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 22       | Резервуары для подготовленной воды – 2 *50% загрузки, 8-10 м3   | ед.      | 1      | 31,2                            | 31                              |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 23       | Системы дозирования реагентов (пост-хлорирование, корректировка pH)   | ед.      | 1      | 2,3                             | 2                               |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 24       | Система промывки и очистки установки ОО   | ед.      | 1      | 81,4                            | 81                              |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|          | ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, без инфляции   | тыс. \$  |        |                                 | 183 783                         | 22,3  | 22,3 | 22,3 | 22,3 | 22,3 | 22,3 | 22,3 | 22,3 | 22,3 | 22,3 |
|          | ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, с инфляцией  | тыс. \$  |        |                                 | 194 796                         | 33  | 33   | 33   | 34   | 34   | 35   | 35   | 36   | 36   | 37   |
| III      | ИНФРАСТРУКТУРА  |          |        |                                 |                                 |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 1        | Временные здания и сооружения   | ед.      | 1      | 3 513                           | 3 513                           |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 2        | Дополнительные затраты на производство СМР в зимнее время   | ед.      | 1      | 873                             | 873                             |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 3        | Транспортировка материалов  | ед.      | 1      | 1 315                           | 1 315                           |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 4        | Вахтовый метод работы   | ед.      | 1      | 8 975                           | 8 975                           |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 5        | Резерв Заказчика  | ед.      | 1      | 2 301                           | 2 301                           |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| IV       | ВНЕШНИЕ КОММУНИКАЦИИ И ЗАТРАТЫ  |          |        |                                 |                                 |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 1        | Авторский надзор  | ед.      | 1      | 234,7                           | 234,7                           |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 2        | Технический надзор  | ед.      | 1      | 1 443,3                         | 1 443                           |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 3        | ПИР   | ед.      | 1      | 4 810,9                         | 4 811                           |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 4        | Экспертиза  | ед.      | 1      | 72,2                            | 72,2                            |   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|          | ВСЕГО капитальных вложений без учета инфляции:  |          |        |                                 | 424 364                         | 22  | 22   | 22   | 22   | 22   | 22   | 22   | 22   | 22   | 22   |
|          | ВСЕГО капитальных вложений с учетом инфляции:   |          |        |                                 | 458 404                         | 33  | 33   | 33   | 34   | 34   | 35   | 35   | 36   | 36   | 37   |



Продолжение таблицы 4.2.5 - Капитальные вложения по варианту 2

| №<br>п/п | Наименование работ,<br>объектов и затрат  | ЕИ       | Кол/во | Стоимость<br>единицы,<br>тыс.\$ | Стоимос<br>ть всего,<br>тыс. \$ | Распределение капитальных вложений по годам строительства |      |      |      |      |      |
|----------|---|----------|--------|---------------------------------|---------------------------------|---|------|------|------|------|------|
|          |   |          |        |                                 |                                 | 35  | 36   | 37   | 38   | 39   | 40   |
|          |   |          |        |                                 |                                 | 2055  | 2056 | 2057 | 2058 | 2059 | 2060 |
| I        | СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН   |          |        |                                 |                                 |   |      |      |      |      |      |
| 1        | Ввод из бурения добывающих вертикальных   | скважина | 726    | 188                             | 136 240                         |   |      |      |      |      |      |
|          | Ввод из бурения добывающих наклонно-направленных  | скважина | 391    | 201                             | 78 553                          |   |      |      |      |      |      |
|          | Ввод из бурения паронагнетательных  | скважина | 12     | 188                             | 2 252                           |   |      |      |      |      |      |
|          | ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, без инфляции   | тыс. \$  |        |                                 | 217 045                         |   |      |      |      |      |      |
|          | ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, с инфляцией  | тыс. \$  |        |                                 | 237 482                         |   |      |      |      |      |      |
| II       | НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО   |          |        |                                 |                                 |   |      |      |      |      |      |
| 1        | Установка станков-качалок   | ед.      | 1 117  | 21                              | 23 411                          |   |      |      |      |      |      |
| 2        | Обустройство добывающих нефтяных скважин  | ед.      | 1 117  | 48                              | 53 427                          |   |      |      |      |      |      |
| 3        | Обустройство нагнетательных скважин   | ед.      | 146    | 48                              | 6 983                           |   |      |      |      |      |      |
| 4        | Установка на устьях инд. СКЖ  | ед.      | 1 117  | 10                              | 11 694                          |   |      |      |      |      |      |
| 5        | Установка МПГУ YZG -18-17-G   | ед.      | 22     | 1 352                           | 29 736                          |   |      |      |      |      |      |
| 6        | Установка печей подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G  | ед.      | 120    | 318,0                           | 38 160                          |   |      |      |      |      |      |
| 7        | Газопровод с Ø 89*6 мм  | ед.      | 29     | 21,8                            | 637                             |   |      |      |      |      |      |
| 8        | Блок реагентов (БР-2,5)   | ед.      | 120    | 0,6                             | 77                              |   |      |      |      |      |      |
| 9        | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 3") (6МПа)   | ед.      | 5      | 59                              | 305                             |   |      |      |      |      |      |
| 10       | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 4")  | ед.      | 101    | 58,3                            | 5 856                           |   |      |      |      |      |      |
| 11       | Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)   | ед.      | 132    | 1                               | 139                             |   |      |      |      |      |      |
| 12       | Расход диспергатора минеральных отложений типа «Рандим-4021» СТ ТОО 38626239-34-2007 (будет определен на основании химических исследований) | ед.      | 295    | 3,0                             | 491                             | 22  | 22   | 22   | 22   | 22   | 22   |
| 13       | Прокладка стационарных паропроводов к паронагнетательным скважинам  | ед.      | 96     | 42,8                            | 4 094                           |   |      |      |      |      |      |
| 14       | Прокладка дополнительного коллектора (8", СПГ)  | ед.      | 22     | 98,6                            | 2 130                           |   |      |      |      |      |      |
| 15       | Строительство защитной дамбы  | ед.      | 10     | 609,7                           | 5 944                           |   |      |      |      |      |      |
| 16       | Резервуар для исходной воды – 16-20м3   | ед.      | 1      | 19,8                            | 20                              |   |      |      |      |      |      |
| 17       | Система предварительной очистки   | ед.      | 1      | 68,8                            | 69                              |   |      |      |      |      |      |
| 18       | Система ультрафильтрации  | ед.      | 1      | 357,7                           | 358                             |   |      |      |      |      |      |
| 19       | Резервуар для воды из системы УФ – 16-20 м3   | ед.      | 1      | 19,8                            | 20                              |   |      |      |      |      |      |
| 20       | Система дозировки для обратного осмоса и механическая фильтрация  | ед.      | 1      | 59,8                            | 60                              |   |      |      |      |      |      |
| 21       | Система обратного осмоса  | ед.      | 1      | 57,0                            | 57                              |   |      |      |      |      |      |
| 22       | Резервуары для подготовленной воды – 2 *50% загрузки, 8-10 м3   | ед.      | 1      | 31,2                            | 31                              |   |      |      |      |      |      |
| 23       | Системы дозировки реагентов (пост-хлорирование, корректировка pH)   | ед.      | 1      | 2,3                             | 2                               |   |      |      |      |      |      |
| 24       | Система промывки и очистки установки ОО   | ед.      | 1      | 81,4                            | 81                              |   |      |      |      |      |      |
|          | ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, без инфляции   | тыс. \$  |        |                                 | 183 783                         | 22,3  | 22,3 | 22,3 | 22,3 | 22,3 | 22,3 |
|          | ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, с инфляцией  | тыс. \$  |        |                                 | 194 796                         | 37  | 38   | 38   | 39   | 39   | 40   |
| III      | ИНФРАСТРУКТУРА  |          |        |                                 |                                 |   |      |      |      |      |      |
| 1        | Временные здания и сооружения   | ед.      | 1      | 3 513                           | 3 513                           |   |      |      |      |      |      |
| 2        | Дополнительные затраты на производство СМР в зимнее время   | ед.      | 1      | 873                             | 873                             |   |      |      |      |      |      |
| 3        | Транспортировка материалов  | ед.      | 1      | 1 315                           | 1 315                           |   |      |      |      |      |      |
| 4        | Вахтовый метод работы   | ед.      | 1      | 8 975                           | 8 975                           |   |      |      |      |      |      |
| 5        | Резерв Заказчика  | ед.      | 1      | 2 301                           | 2 301                           |   |      |      |      |      |      |
| IV       | ВНЕШНИЕ КОММУНИКАЦИИ И ЗАТРАТЫ  |          |        |                                 |                                 |   |      |      |      |      |      |
| 1        | Авторский надзор  | ед.      | 1      | 234,7                           | 234,7                           |   |      |      |      |      |      |
| 2        | Технический надзор  | ед.      | 1      | 1 443,3                         | 1 443                           |   |      |      |      |      |      |
| 3        | ПИР   | ед.      | 1      | 4 810,9                         | 4 811                           |   |      |      |      |      |      |
| 4        | Экспертиза  | ед.      | 1      | 72,2                            | 72,2                            |   |      |      |      |      |      |
|          | ВСЕГО капитальных вложений без учета инфляции:  |          |        |                                 |                                 | 424 364   | 22   | 22   | 22   | 22   | 22   |
|          | ВСЕГО капитальных вложений с учетом инфляции:   |          |        |                                 |                                 | 458 404   | 37   | 38   | 38   | 39   | 40   |



Таблица 4.2.6 - Капитальные вложения по рекомендуемому варианту 3

| №<br>п/п | Наименование работ,<br>объектов и затрат  | ЕИ       | Кол/во | Стоимость<br>единицы,<br>тыс.\$ | Стоимос<br>ть всего,<br>тыс. \$ | Распределение капитальных вложений по годам строительства |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|----------|---|----------|--------|---------------------------------|---------------------------------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|          |   |          |        |                                 |                                 | 1   | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8      | 9      | 10     | 11     | 12     |
|          |   |          |        |                                 |                                 | 2021  | 2022   | 2023   | 2024   | 2025   | 2026   | 2027   | 2028   | 2029   | 2030   | 2031   | 2032   |
| I        | СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН   |          |        |                                 |                                 |   |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| 1        | Ввод из бурения добывающих вертикальных   | скважина | 877    | 188                             | 164 577                         | 10 134  | 14 074 | 14 074 | 14 450 | 14 450 | 14 262 | 14 074 | 14 074 | 14 262 | 14 262 | 10 697 | 4 691  |
|          | Ввод из бурения добывающих наклонно-направленных                                | скважина | 471    | 201                             | 94 625                          | 5 826   | 8 036  | 8 036  | 8 237  | 8 237  | 8 237  | 8 237  | 8 237  | 8 237  | 8 237  | 6 228  | 2 612  |
|          | Ввод из бурения паронагнетательных  | скважина | 47     | 188                             | 8 820                           | 1 314   | 938    | 938    | 375    | 375    | 563    | 751    | 751    | 563    | 563    | 563    | 563    |
|          | ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, без инфляции                                       | тыс. \$  |        |                                 | 268 021                         | 17 273  | 23 049 | 23 049 | 23 062 | 23 062 | 23 062 | 23 062 | 23 062 | 23 062 | 23 062 | 17 487 | 7 866  |
|          | ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, с инфляцией  | тыс. \$  |        |                                 | 298 568                         | 17 273  | 23 510 | 23 971 | 24 446 | 24 907 | 25 368 | 25 829 | 26 291 | 26 752 | 27 213 | 20 985 | 9 597  |
| II       | НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО   |          |        |                                 |                                 |   |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| 1        | Установка станков-качалок   | ед.      | 1 348  | 21,0                            | 28 253                          | 1 740   | 2 410  | 2 410  | 2 473  | 2 473  | 2 452  | 2 431  | 2 431  | 2 452  | 2 452  | 1 844  | 1 348  |
| 2        | Обустройство добывающих нефтяных скважин  | ед.      | 1 348  | 47,8                            | 64 476                          | 3 970   | 5 501  | 5 501  | 5 644  | 5 644  | 5 596  | 5 548  | 5 548  | 5 596  | 5 596  | 4 209  | 1 348  |
| 3        | Обустройство нагнетательных скважин   | ед.      | 153    | 47,8                            | 7 318                           | 1 578   | 1 100  | 909    | 622    | 622    | 909    | 430    | 430    | 143    | 143    | 143    | 153    |
| 4        | Установка на устьях инд. СКЖ  | ед.      | 1 348  | 10,5                            | 14 112                          | 869   | 1 204  | 1 204  | 1 235  | 1 235  | 1 225  | 1 214  | 1 214  | 1 225  | 1 225  | 921    | 1 348  |
| 5        | Установка МПГУ YZG -18-17-G   | ед.      | 27     | 1 351,7                         | 36 495                          | 8 110   | 6 758  | 4 055  | 1 352  | 2 703  | 4 055  | 1 352  | 1 352  | 1 352  | 1 352  | 1 352  | 27     |
| 6        | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 3") (6МПа)   | ед.      | 5      | 58,7                            | 267                             | 26  | 9      | 21     | 21     | 15     | 59     | 59     | 59     | -      | -      | -      | -      |
| 7        | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 4")          | ед.      | 121    | 58,3                            | 7 067                           | 435   | 603    | 603    | 619    | 619    | 613    | 608    | 608    | 613    | 613    | 461    | 199    |
| 8        | Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) | ед.      | 136    | 1,1                             | 143                             | 32  | 24     | 20     | 14     | 14     | 16     | 4      | 4      | 3      | 3      | 3      | 3      |
| 9        | Прокладка стационарных паропроводов к паронагнетательным скважинам              | ед.      | 114    | 42,8                            | 4 894                           | 1 129   | 941    | 565    | 282    | 376    | 518    | 188    | 188    | 141    | 141    | 141    | 141    |
| 10       | Прокладка дополнительного коллектора (8", СПГ)                                  | ед.      | 23     | 98,6                            | 2 228                           | 365   | 266    | 661    | 690    | -      | 247    | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 11       | Строительство защитной дамбы  | ед.      | 10     | 609,7                           | 5 944                           | -   | 5 944  | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 12       | Резервуар для исходной воды – 16-20м3   | ед.      | 1      | 19,8                            | 20                              | -   | 20     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 13       | Система предварительной очистки   | ед.      | 1      | 68,8                            | 69                              | -   | 69     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 14       | Система ультрафильтрации  | ед.      | 1      | 357,7                           | 358                             | -   | 358    | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 15       | Резервуар для воды из системы УФ – 16-20 м3                                     | ед.      | 1      | 19,8                            | 20                              | -   | 20     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 16       | Система дозировки для обратного осмоса и механическая фильтрация                | ед.      | 1      | 59,8                            | 60                              | -   | 60     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 17       | Система обратного осмоса  | ед.      | 1      | 57,0                            | 57                              | -   | 57     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 18       | Резервуары для подготовленной воды – 2 *50% загрузки, 8-10 м3                   | ед.      | 1      | 31,2                            | 31                              | -   | 31     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 19       | Системы дозировки реагентов (пост-хлорирование, корректировка рН)               | ед.      | 1      | 2,3                             | 2                               | -   | 2      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 20       | Система промывки и очистки установки ОО   | ед.      | 1      | 81,4                            | 81                              | -   | 81     | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
|          | ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, без инфляции                                     | тыс. \$  |        |                                 | 171 896                         | 18 254  | 25 459 | 15 947 | 12 951 | 13 701 | 15 689 | 11 835 | 11 835 | 11 526 | 11 526 | 9 075  | 4 851  |
|          | ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, с инфляцией                                      | тыс. \$  |        |                                 | 188 704                         | 18 254  | 25 968 | 16 585 | 13 729 | 14 797 | 17 258 | 13 256 | 13 492 | 13 370 | 13 601 | 10 891 | 5 918  |
| III      | ИНФРАСТРУКТУРА  |          |        |                                 |                                 |   |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| 1        | Временные здания и сооружения   | ед.      | 1      | 2 515                           | 2 515                           | 167,6   | 167,6  | 167,6  | 168    | 168    | 168    | 168    | 168    | 168    | 168    | 168    | 168    |
| 2        | Дополнительные затраты на производство СМР в зимнее время                       | ед.      | 1      | 625                             | 625                             | 41,6  | 41,6   | 41,6   | 42     | 42     | 42     | 42     | 42     | 42     | 42     | 42     | 42     |
| 3        | Транспортировка материалов  | ед.      | 1      | 941                             | 941                             | 62,8  | 62,8   | 62,8   | 63     | 63     | 63     | 63     | 63     | 63     | 63     | 63     | 63     |
| 4        | Вахтовый метод работы   | ед.      | 1      | 6 425                           | 6 425                           | 428,3   | 428,3  | 428,3  | 428    | 428    | 428    | 428    | 428    | 428    | 428    | 428    | 428    |
| 5        | Резерв Заказчика  | ед.      | 1      | 1 647                           | 1 647                           | 109,8   | 109,8  | 109,8  | 110    | 110    | 110    | 110    | 110    | 110    | 110    | 110    | 110    |
| IV       | ВНЕШНИЕ КОММУНИКАЦИИ И ЗАТРАТЫ  |          |        |                                 |                                 |   |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| 1        | Авторский надзор  | ед.      | 1      | 168,0                           | 168,0                           | 11,2  | 11,2   | 11,2   | 11     | 11     | 11     | 11     | 11     | 11     | 11     | 11     | 11     |
| 2        | Технический надзор  | ед.      | 1      | 1 033,2                         | 1 033                           | 68,9  | 68,9   | 68,9   | 69     | 69     | 69     | 69     | 69     | 69     | 69     | 69     | 69     |
| 3        | ПИР   | ед.      | 1      | 3 444,1                         | 3 444                           | 229,6   | 229,6  | 229,6  | 230    | 230    | 230    | 230    | 230    | 230    | 230    | 230    | 230    |
| 4        | Экспертиза  | ед.      | 1      | 51,7                            | 51,7                            | 3,44  | 3,44   | 3,44   | 3      | 3      | 3      | 3      | 3      | 3      | 3      | 3      | 3      |
|          | ВСЕГО капитальных вложений без учета инфляции:                                  |          |        |                                 | 456 767                         | 36 651  | 49 631 | 40 119 | 37 137 | 37 886 | 39 874 | 36 021 | 36 021 | 35 711 | 35 711 | 27 686 | 13 840 |
|          | ВСЕГО капитальных вложений с учетом инфляции:                                   |          |        |                                 | 506 481                         | 36 651  | 50 623 | 41 724 | 39 365 | 40 917 | 43 862 | 40 343 | 41 064 | 41 425 | 42 140 | 33 223 | 16 885 |



Продолжение таблицы 4.2.6 - Капитальные вложения по рекомендуемому варианту 3

| №<br>п/п | Наименование работ,<br>объектов и затрат  | ЕИ       | Кол/во | Стоимость<br>единицы,<br>тыс.\$ | Стоимос<br>ть всего,<br>тыс. \$ | Распределение капитальных вложений по<br>годам строительства |        |       |
|----------|---|----------|--------|---------------------------------|---------------------------------|--|--------|-------|
|          |   |          |        |                                 |                                 | 13   | 14     | 15    |
|          |   |          |        |                                 |                                 | 2033   | 2034   | 2035  |
| I        | СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН   |          |        |                                 |                                 |  |        |       |
| 1        | Ввод из бурения добывающих вертикальных   | скважина | 877    | 188                             | 164 577                         | 5 067  | 3 190  | 2 815 |
|          | Ввод из бурения добывающих наклонно-направленных                                | скважина | 471    | 201                             | 94 625                          | 2 813  | 1 808  | 1 607 |
|          | Ввод из бурения паронагнетательных  | скважина | 47     | 188                             | 8 820                           | 563  | -      | -     |
|          | ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, без инфляции                                       | тыс. \$  |        |                                 | 268 021                         | 8 442  | 4 998  | 4 422 |
|          | ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, с инфляцией  | тыс. \$  |        |                                 | 298 568                         | 10 469   | 6 298  | 5 660 |
| II       | НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО   |          |        |                                 |                                 |  |        |       |
| 1        | Установка станков-качалок   | ед.      | 1 348  | 21,0                            | 28 253                          | 859  | 545    | 482   |
| 2        | Обустройство добывающих нефтяных скважин  | ед.      | 1 348  | 47,8                            | 64 476                          | 1 961  | 1 244  | 1 100 |
| 3        | Обустройство нагнетательных скважин   | ед.      | 153    | 47,8                            | 7 318                           | 143  | -      | -     |
| 4        | Установка на устьях инд. СКЖ  | ед.      | 1 348  | 10,5                            | 14 112                          | 429  | 272    | 241   |
| 5        | Установка МПГУ YZG -18-17-G   | ед.      | 27     | 1 351,7                         | 36 495                          | 1 352  | -      | -     |
| 6        | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 3") (6МПа)   | ед.      | 5      | 58,7                            | 267                             | -  | -      | -     |
| 7        | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 4")          | ед.      | 121    | 58,3                            | 7 067                           | 215  | 136    | 121   |
| 8        | Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) | ед.      | 136    | 1,1                             | 143                             | 3  | -      | -     |
| 9        | Прокладка стационарных паропроводов к паронагнетательным скважинам              | ед.      | 114    | 42,8                            | 4 894                           | 141  | -      | -     |
| 10       | Прокладка дополнительного коллектора (8", СПТ)                                  | ед.      | 23     | 98,6                            | 2 228                           | -  | -      | -     |
| 11       | Строительство защитной дамбы  | ед.      | 10     | 609,7                           | 5 944                           | -  | -      | -     |
| 12       | Резервуар для исходной воды – 16-20м3   | ед.      | 1      | 19,8                            | 20                              | -  | -      | -     |
| 13       | Система предварительной очистки   | ед.      | 1      | 68,8                            | 69                              | -  | -      | -     |
| 14       | Система ультрафильтрации  | ед.      | 1      | 357,7                           | 358                             | -  | -      | -     |
| 15       | Резервуар для воды из системы УФ – 16-20 м3                                     | ед.      | 1      | 19,8                            | 20                              | -  | -      | -     |
| 16       | Система дозировки для обратного осмоса и механическая фильтрация                | ед.      | 1      | 59,8                            | 60                              | -  | -      | -     |
| 17       | Система обратного осмоса  | ед.      | 1      | 57,0                            | 57                              | -  | -      | -     |
| 18       | Резервуары для подготовленной воды – 2 *50% загрузки, 8-10 м3                   | ед.      | 1      | 31,2                            | 31                              | -  | -      | -     |
| 19       | Системы дозировки реагентов (пост-хлорирование, корректировка РН)               | ед.      | 1      | 2,3                             | 2                               | -  | -      | -     |
| 20       | Система промывки и очистки установки ОО   | ед.      | 1      | 81,4                            | 81                              | -  | -      | -     |
|          | ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, без инфляции                                     | тыс. \$  |        |                                 | 171 896                         | 5 104  | 2 197  | 1 944 |
|          | ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, с инфляцией                                      | тыс. \$  |        |                                 | 188 704                         | 6 329  | 2 768  | 2 488 |
| III      | ИНфраСТРУКТУРА  |          |        |                                 |                                 |  |        |       |
| 1        | Временные здания и сооружения   | ед.      | 1      | 2 515                           | 2 515                           | 168  | 168    | 168   |
| 2        | Дополнительные затраты на производство СМР в зимнее время                       | ед.      | 1      | 625                             | 625                             | 42   | 42     | 42    |
| 3        | Транспортировка материалов  | ед.      | 1      | 941                             | 941                             | 63   | 63     | 63    |
| 4        | Вахтовый метод работы   | ед.      | 1      | 6 425                           | 6 425                           | 428  | 428    | 428   |
| 5        | Резерв Заказчика  | ед.      | 1      | 1 647                           | 1 647                           | 110  | 110    | 110   |
| IV       | ВНЕШНИЕ КОММУНИКАЦИИ И ЗАТРАТЫ  |          |        |                                 |                                 |  |        |       |
| 1        | Авторский надзор  | ед.      | 1      | 168,0                           | 168,0                           | 11   | 11     | 11    |
| 2        | Технический надзор  | ед.      | 1      | 1 033,2                         | 1 033                           | 69   | 69     | 69    |
| 3        | ПИР   | ед.      | 1      | 3 444,1                         | 3 444                           | 230  | 230    | 230   |
| 4        | Экспертиза  | ед.      | 1      | 51,7                            | 51,7                            | 3  | 3      | 3     |
|          | ВСЕГО капитальных вложений без учета инфляции:                                  |          |        |                                 | 456 767                         | 14 670   | 8 319  | 7 489 |
|          | ВСЕГО капитальных вложений с учетом инфляции:                                   |          |        |                                 | 506 481                         | 18 191   | 10 482 | 9 586 |





Рисунок 4.2.2– Структура капитальных вложений по рекомендуемому третьему варианту, %

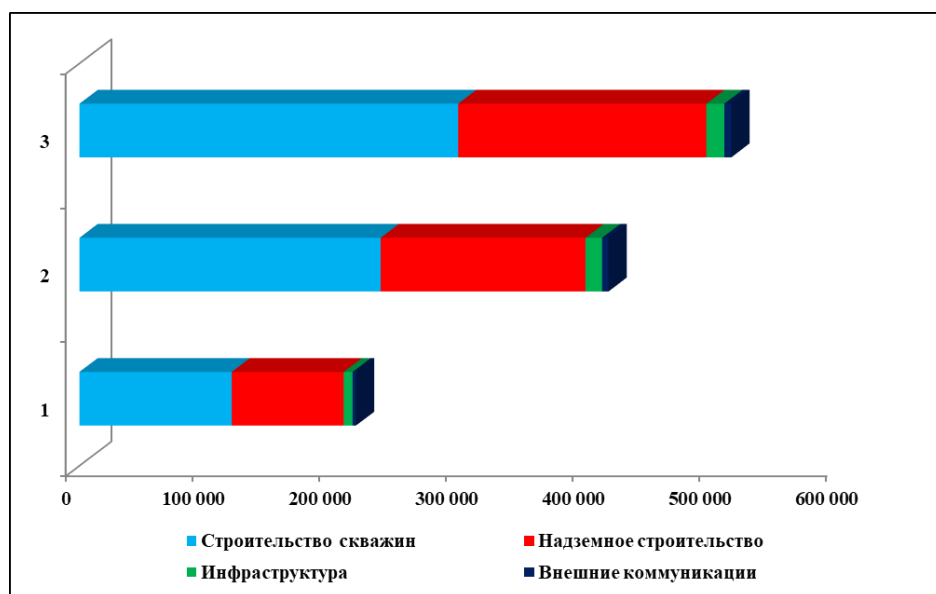


Рисунок 4.2.3– Структура капитальных вложений по рассматриваемым вариантам, тыс. \$



#### 4.2.4.2 Эксплуатационные затраты

Моделирование эксплуатационных затрат за проектный период проводилось в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспортировки продукции.

Расчет эксплуатационных расходов проводился по годам реализации проекта за весь проектный срок. Общая стоимость эксплуатационных затрат была объединена в три основные группы по месту их возникновения:

- производственные затраты;
- общие и административные расходы;
- расходы по реализации готовой продукции.

В составе производственных затрат были учтены:

- условно-переменные затраты, зависящие от объема добычи жидкости;
- условно-переменные затраты, зависящие от объема добычи нефти;
- условно-постоянные затраты, зависящие от численности персонала;
- условно-постоянные затраты, зависящие от количества скважин;
- затраты на проведение различных видов ГТМ;
- затраты на электроэнергию;
- затраты на оплату труда ППП;
- затраты на страхование;
- затраты на обучение персонала;
- амортизационные отчисления;
- расходы на НИОКР;
- налоги, сборы и платежи в бюджет.

Так же дополнительно в состав производственных затрат вошли затраты на подготовку и закачку пара, а именно:

- затраты на воду волжскую при закачке пара;
- затраты на газ при подготовке и закачке пара;
- затраты на электроэнергию при закачке пара;
- затраты на соль техническую при подготовке и закачке пара.

Структура общих и административных расходов включает в себя:

- затраты на оплату труда АУП;
- услуги не производственного характера, выполненные сторонними организациями;





- материальные затраты;
- затраты на страхование основных фондов;
- затраты не производственного характера;
- затраты на обучение персонала;
- отчисления в резервный фонд;
- налоги, сборы и платежи в бюджет.

Также в структуре эксплуатационных затрат были учтены расходы по реализации готовой продукции, которые включают в себя следующие позиции:

- расходы по погрузке, транспортировке и хранению;
- рентный налог на экспорт нефти;
- экспортная таможенная пошлина на нефть.

Амортизационные расходы определялись как для целей налогообложения, так и для внесения в структуру эксплуатационных затрат. Капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений были приняты в соответствии с условиями каждого из рассматриваемых вариантов. Амортизация основных фондов была рассчитана от балансовой стоимости материальных активов - физических активов с полезным сроком эксплуатации более одного года, используемых для получения дохода.

Сумма амортизационных отчислений, подлежащих вычету при налогообложении, определена по группам и подгруппам основных средств методом уменьшающегося остатка в пределах норм амортизации, установленных Налоговым Кодексом РК на 01.01.2021 г.

Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость, определены по производственному методу, в зависимости от объемов извлекаемых запасов углеводородов, в соответствии с требованиями стандарта бухгалтерского учета Республики Казахстан №20 «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему.

Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому третьему варианту представлен в таблицах 4.2.7 – 4.2.9.

Структура полной себестоимости и эксплуатационных затрат по рекомендуемому третьему варианту и по вариантам в целом представлена на рисунках 4.2.4 – 4.2.5.



Таблица 4.2.7 - Производственные затраты по рекомендуемому варианту 3

| ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ<br>(Себестоимость продукции)       | Ед.<br>изм. | Итого за<br>проектный<br>период | Итого за<br>рентабельный<br>период | 2021    | 2022    | 2023    | 2024    | 2025    | 2026    | 2027    | 2028    | 2029    | 2030    | 2031    | 2032    | 2033    | 2034    | 2035    | 2036    | 2037    | 2038    | 2039    | 2040    |
|---|-------------|---------------------------------|------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Условно-переменные затраты, всего, в т.ч:                   | тыс.\$      | 923 769                         | 575 514                            | 22 765  | 23 469  | 24 202  | 24 840  | 25 485  | 25 583  | 25 588  | 26 128  | 26 658  | 26 940  | 27 016  | 26 727  | 26 467  | 26 100  | 25 708  | 25 353  | 24 907  | 24 494  | 24 118  | 23 762  |
| по жидкости   | тыс.\$      | 555 301                         | 310 320                            | 11 297  | 11 547  | 11 902  | 12 239  | 12 594  | 12 706  | 12 794  | 13 209  | 13 647  | 13 956  | 14 152  | 14 162  | 14 200  | 14 186  | 14 144  | 14 204  | 14 186  | 14 175  | 14 183  | 14 199  |
| по нефти  | тыс.\$      | 368 468                         | 265 195                            | 11 468  | 11 921  | 12 300  | 12 601  | 12 892  | 12 876  | 12 795  | 12 918  | 13 012  | 12 984  | 12 864  | 12 565  | 12 267  | 11 914  | 11 563  | 11 148  | 10 720  | 10 319  | 9 935   | 9 563   |
| Условно-постоянные затраты<br>(от кол-ва персон.)           | тыс.\$      | 831 256                         | 407 110                            | 11 263  | 11 876  | 12 517  | 13 175  | 13 846  | 14 529  | 15 214  | 15 905  | 16 612  | 17 336  | 18 018  | 18 562  | 19 024  | 19 457  | 19 849  | 20 196  | 20 496  | 20 799  | 21 092  | 21 385  |
| Условно-постоянные затраты<br>(от кол-ва скв.)              | тыс.\$      | 3 663 283                       | 1 799 751                          | 50 311  | 53 062  | 55 911  | 58 814  | 61 772  | 64 784  | 67 755  | 70 822  | 73 939  | 77 152  | 79 905  | 81 905  | 83 961  | 85 695  | 87 405  | 88 735  | 90 046  | 91 392  | 92 626  | 93 969  |
| Затраты на оплату труда ОПП                                 | тыс.\$      | 3 671 045                       | 1 797 906                          | 49 740  | 52 447  | 55 278  | 58 186  | 61 148  | 64 165  | 67 188  | 70 239  | 73 362  | 76 559  | 79 573  | 81 973  | 84 017  | 85 927  | 87 660  | 89 191  | 90 518  | 91 852  | 93 148  | 94 442  |
| Затраты на страхование                                      | тыс.\$      | 19 929                          | 10 058                             | 358     | 366     | 373     | 380     | 387     | 394     | 401     | 409     | 416     | 423     | 430     | 437     | 444     | 452     | 459     | 466     | 473     | 480     | 487     | 495     |
| Затраты на обучение персонала и казахстанских специалистов  | тыс.\$      | 10 844                          | 5 311                              | 147     | 155     | 163     | 172     | 181     | 190     | 198     | 207     | 217     | 226     | 235     | 242     | 248     | 254     | 259     | 263     | 267     | 271     | 275     | 279     |
| Затраты на закачку попутной воды<br>(переменные расходы)    | тыс.\$      | 78 246                          | 44 450                             | 1 670   | 1 762   | 1 830   | 1 851   | 1 894   | 1 888   | 1 870   | 1 909   | 1 939   | 1 960   | 1 985   | 2 001   | 2 020   | 2 009   | 2 004   | 2 002   | 1 994   | 1 988   | 1 982   | 1 978   |
| Затраты на воду для производства и закачки пара             | тыс.\$      | 245 968                         | 167 855                            | 7 163   | 7 260   | 7 672   | 7 945   | 8 021   | 7 956   | 7 894   | 7 985   | 8 018   | 8 041   | 7 948   | 7 801   | 7 655   | 7 510   | 7 337   | 7 145   | 6 927   | 6 726   | 6 535   | 6 349   |
| Затраты на газ для производства и закачки пара              | тыс.\$      | 493 801                         | 336 983                            | 14 380  | 14 575  | 15 402  | 15 949  | 16 103  | 15 972  | 15 847  | 16 030  | 16 098  | 16 143  | 15 955  | 15 660  | 15 369  | 15 078  | 14 729  | 14 344  | 13 906  | 13 502  | 13 120  | 12 746  |
| Затраты на электроэнергию для производства и закачки пара   | тыс.\$      | 59 062                          | 40 305                             | 1 720   | 1 743   | 1 842   | 1 908   | 1 926   | 1 910   | 1 895   | 1 917   | 1 925   | 1 931   | 1 908   | 1 873   | 1 838   | 1 803   | 1 762   | 1 716   | 1 663   | 1 615   | 1 569   | 1 524   |
| Затраты на соль техническую для производства и закачки пара | тыс.\$      | 5 695                           | 3 887                              | 166     | 168     | 178     | 184     | 186     | 184     | 183     | 185     | 186     | 186     | 184     | 181     | 177     | 174     | 170     | 165     | 160     | 156     | 151     | 147     |
| Затраты на Ремонтно-изоляционные работы (РИР)               | тыс.\$      | 2 341                           | 2 341                              | 213     | 195     | 111     | 158     | 138     | 351     | 286     | 267     | 296     | 326     | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Затраты на Перевод добывающих скважин под нагнетание        | тыс.\$      | 2 855                           | 2 855                              | 667     | 471     | 373     | 299     | 305     | 451     | 144     | 146     | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Затраты на Возврат на другой горизонт добывающих            | тыс.\$      | 2 093                           | 2 093                              | 465     | 395     | 403     | 411     | 419     | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Затраты на Вывод из бездействия добывающих                  | тыс.\$      | 553                             | 553                                | 49      | 84      | 119     | 122     | 89      | 90      | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Затраты на ПВР (дострел, перестрел)                         | тыс.\$      | 4 919                           | 4 919                              | 591     | 795     | 531     | 399     | 319     | 591     | 512     | 521     | 280     | 380     | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Итого прямые производственные затраты                       | тыс.\$      | 10 015 658                      | 5 201 890                          | 161 667 | 168 821 | 176 905 | 184 793 | 192 218 | 199 038 | 204 975 | 212 668 | 219 947 | 227 602 | 233 158 | 237 363 | 241 221 | 244 458 | 247 342 | 249 578 | 251 357 | 253 276 | 255 104 | 257 076 |
| Амортизация включаемая в с/с продукции                      | тыс.\$      | 688 151                         | 494 050                            | 9 125   | 11 430  | 13 417  | 15 322  | 17 391  | 19 270  | 20 900  | 22 962  | 25 087  | 27 105  | 28 441  | 28 358  | 28 385  | 27 784  | 27 152  | 25 747  | 24 363  | 23 085  | 21 887  | 20 758  |
| Налоговые платежи от ФОТ ОПП + ОПВ                          | тыс.\$      | 681 840                         | 314 931                            | 7 277   | 7 982   | 8 468   | 8 972   | 10 315  | 10 887  | 11 467  | 12 058  | 12 667  | 13 295  | 13 898  | 14 399  | 14 841  | 15 264  | 15 660  | 16 022  | 16 351  | 16 683  | 17 011  | 17 342  |
| Налог на имущество  | тыс.\$      | 141 954                         | 119 439                            | 3 431   | 4 048   | 4 495   | 4 877   | 5 251   | 5 638   | 5 944   | 6 236   | 6 503   | 6 748   | 6 828   | 6 644   | 6 480   | 6 200   | 5 915   | 5 502   | 5 111   | 4 742   | 4 394   | 4 064   |
| Земельный налог   | тыс.\$      | 662                             | 334                                | 12      | 12      | 12      | 13      | 13      | 13      | 13      | 14      | 14      | 14      | 14      | 15      | 15      | 15      | 15      | 15      | 16      | 16      | 16      | 16      |
| Плата за эмиссию в окружающую среду                         | тыс.\$      | 75 044                          | 53 995                             | 2 332   | 2 424   | 2 502   | 2 564   | 2 624   | 2 621   | 2 605   | 2 630   | 2 649   | 2 644   | 2 620   | 2 559   | 2 498   | 2 426   | 2 355   | 2 271   | 2 183   | 2 102   | 2 024   | 1 948   |
| Прочие налоги и фонды                                       | тыс.\$      | 3 788                           | 2 421                              | 12      | 50      | 105     | 108     | 112     | 112     | 113     | 114     | 116     | 116     | 129     | 126     | 124     | 121     | 118     | 115     | 111     | 107     | 109     | 106     |
| НДПИ на добычу нефти и газоконденсата                       | тыс.\$      | 102 369                         | 76 847                             | 2 336   | 3 167   | 3 964   | 3 868   | 4 154   | 4 151   | 4 127   | 4 169   | 4 201   | 3 994   | 3 563   | 3 482   | 3 401   | 3 305   | 3 209   | 3 095   | 2 978   | 2 867   | 2 762   | 2 660   |
| Расходы на НИОКР  | тыс.\$      | 101 914                         | 54 163                             | 1 789   | 1 789   | 1 923   | 2 009   | 2 092   | 2 171   | 2 244   | 2 308   | 2 390   | 2 467   | 2 548   | 2 541   | 2 470   | 2 517   | 2 508   | 2 530   | 2 496   | 2 514   | 2 533   | 2 551   |
| ИТОГО ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАТРАТ                               | тыс.\$      | 11 811 381                      | 6 318 071                          | 187 981 | 199 724 | 211 793 | 222 525 | 234 171 | 243 903 | 252 388 | 263 159 | 273 572 | 283 985 | 291 200 | 295 487 | 299 436 | 302 090 | 304 274 | 304 874 | 304 965 | 305 393 | 305 839 | 306 521 |
| Производственная себестоимость 1 т. нефти                   | \$          | 225                             | 155                                | 90      | 93      | 98      | 102     | 107     | 114     | 121     | 127     | 133     | 141     | 148     | 157     | 165     | 174     | 184     | 194     | 205     | 217     | 229     | 242     |
| Производственная себестоимость 1 бар. нефти                 | \$          | 31                              | 21                                 | 12      | 13      | 14      | 14      | 15      | 16      | 17      | 18      | 18      | 19      | 21      | 22      | 23      | 24      | 25      | 27      | 28      | 30      | 32      | 33      |



Продолжение таблицы 4.2.7 - Производственные затраты по рекомендуемому варианту 3

| ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ<br>(Себестоимость продукции)       | Ед.<br>изм. | Итого за<br>проектный<br>период | Итого за<br>рентабельный<br>период | 2041    | 2042    | 2043    | 2044    | 2045    | 2046    | 2047    | 2048    | 2049    | 2050    | 2051    | 2052    | 2053    | 2054    | 2055    | 2056    | 2057    | 2058    | 2059    | 2060    |
|---|-------------|---------------------------------|------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Условно-переменные затраты, всего, в т.ч:                   | тыс.\$      | 923 769                         | 575 514                            | 23 420  | 23 053  | 22 732  | 22 444  | 22 171  | 21 903  | 21 652  | 21 409  | 21 181  | 20 964  | 20 759  | 20 569  | 20 315  | 20 002  | 19 727  | 19 471  | 19 234  | 19 017  | 18 810  | 18 627  |
| по жидкости   | тыс.\$      | 555 301                         | 310 320                            | 14 209  | 14 207  | 14 220  | 14 250  | 14 280  | 14 308  | 14 341  | 14 379  | 14 416  | 14 460  | 14 502  | 14 551  | 14 526  | 14 477  | 14 445  | 14 424  | 14 408  | 14 402  | 14 400  | 14 411  |
| по нефти  | тыс.\$      | 368 468                         | 265 195                            | 9 210   | 8 846   | 8 512   | 8 194   | 7 890   | 7 595   | 7 310   | 7 030   | 6 766   | 6 504   | 6 257   | 6 018   | 5 789   | 5 525   | 5 281   | 5 047   | 4 826   | 4 614   | 4 410   | 4 216   |
| Условно-постоянные затраты<br>(от кол-ва персон.)           | тыс.\$      | 831 256                         | 407 110                            | 21 688  | 21 987  | 22 283  | 22 577  | 22 873  | 23 172  | 23 469  | 23 764  | 24 058  | 24 351  | 24 645  | 24 938  | 25 238  | 25 543  | 25 840  | 26 135  | 26 437  | 26 739  | 27 035  | 27 331  |
| Условно-постоянные затраты<br>(от кол-ва скв.)              | тыс.\$      | 3 663 283                       | 1 799 751                          | 95 293  | 96 596  | 97 897  | 99 177  | 100 495 | 101 812 | 103 107 | 104 401 | 105 692 | 106 983 | 108 271 | 109 558 | 110 910 | 112 240 | 113 524 | 114 829 | 116 179 | 117 483 | 118 785 | 120 086 |
| Затраты на оплату труда ОПП                                 | тыс.\$      | 3 671 045                       | 1 797 906                          | 95 782  | 97 102  | 98 410  | 99 706  | 101 011 | 102 335 | 103 647 | 104 947 | 106 246 | 107 543 | 108 838 | 110 132 | 111 457 | 112 805 | 114 118 | 115 418 | 116 752 | 118 086 | 119 395 | 120 703 |
| Затраты на страхование                                      | тыс.\$      | 19 929                          | 10 058                             | 502     | 509     | 516     | 523     | 530     | 538     | 545     | 552     | 559     | 566     | 574     | 581     | 588     | 595     | 602     | 609     | 617     | 624     | 631     | 638     |
| Затраты на обучение персонала и казахстанских специалистов  | тыс.\$      | 10 844                          | 5 311                              | 283     | 287     | 291     | 295     | 298     | 302     | 306     | 310     | 314     | 318     | 321     | 325     | 329     | 333     | 337     | 341     | 345     | 349     | 353     | 357     |
| Затраты на закачку попутной воды<br>(переменные расходы)    | тыс.\$      | 78 246                          | 44 450                             | 1 973   | 1 971   | 1 969   | 1 969   | 1 968   | 1 969   | 1 970   | 1 974   | 1 977   | 1 983   | 1 987   | 1 992   | 1 992   | 1 994   | 1 995   | 1 997   | 1 999   | 2 003   | 2 009   | 2 018   |
| Затраты на воду для производства и закачки пара             | тыс.\$      | 245 968                         | 167 855                            | 6 174   | 5 981   | 5 815   | 5 656   | 5 507   | 5 359   | 5 218   | 5 076   | 4 943   | 4 811   | 4 687   | 4 566   | 4 451   | 4 314   | 4 193   | 4 075   | 3 966   | 3 863   | 3 761   | 3 667   |
| Затраты на газ для производства и закачки пара              | тыс.\$      | 493 801                         | 336 983                            | 12 395  | 12 008  | 11 673  | 11 355  | 11 055  | 10 759  | 10 475  | 10 191  | 9 923   | 9 658   | 9 409   | 9 167   | 8 936   | 8 661   | 8 417   | 8 181   | 7 962   | 7 754   | 7 551   | 7 362   |
| Затраты на электроэнергию для производства и закачки пара   | тыс.\$      | 59 062                          | 40 305                             | 1 483   | 1 436   | 1 396   | 1 358   | 1 322   | 1 287   | 1 253   | 1 219   | 1 187   | 1 155   | 1 125   | 1 096   | 1 069   | 1 036   | 1 007   | 978     | 952     | 927     | 903     | 881     |
| Затраты на соль техническую для производства и закачки пара | тыс.\$      | 5 695                           | 3 887                              | 143     | 138     | 135     | 131     | 128     | 124     | 121     | 118     | 114     | 111     | 109     | 106     | 103     | 100     | 97      | 94      | 92      | 89      | 87      | 85      |
| Затраты на Ремонтно-изоляционные работы (РИР)               | тыс.\$      | 2 341                           | 2 341                              | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Затраты на Перевод добывающих скважин под нагнетание        | тыс.\$      | 2 855                           | 2 855                              | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Затраты на Возврат на другой горизонт добывающих            | тыс.\$      | 2 093                           | 2 093                              | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Затраты на Вывод из бездействия добывающих                  | тыс.\$      | 553                             | 553                                | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Затраты на ПВР (дострел, перестрел)                         | тыс.\$      | 4 919                           | 4 919                              | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Итого прямые производственные затраты                       | тыс.\$      | 10 015 658                      | 5 201 890                          | 259 137 | 261 069 | 263 117 | 265 192 | 267 358 | 269 560 | 271 764 | 273 959 | 276 195 | 278 443 | 280 725 | 283 030 | 285 389 | 287 624 | 289 857 | 292 128 | 294 535 | 296 933 | 299 321 | 301 754 |
| Амортизация включаемая в с/с продукции                      | тыс.\$      | 688 151                         | 494 050                            | 19 707  | 18 662  | 17 709  | 16 815  | 15 974  | 15 172  | 14 411  | 13 680  | 12 997  | 12 336  | 11 721  | 11 134  | 10 581  | 9 978   | 9 424   | 8 901   | 8 412   | 7 951   | 7 513   | 7 103   |
| Налоговые платежи от ФОТ ОПП + ОПВ                          | тыс.\$      | 681 840                         | 314 931                            | 17 683  | 18 024  | 18 365  | 18 706  | 19 052  | 19 403  | 19 756  | 20 108  | 20 463  | 20 820  | 21 179  | 21 541  | 21 912  | 22 289  | 22 662  | 23 036  | 23 419  | 23 804  | 24 187  | 24 572  |
| Налог на имущество  | тыс.\$      | 141 954                         | 119 439                            | 3 753   | 3 457   | 3 177   | 2 912   | 2 659   | 2 420   | 2 192   | 1 976   | 1 771   | 1 576   | 1 391   | 1 215   | 1 048   | 889     | 740     | 598     | 465     | 339     | 219     | 107     |
| Земельный налог   | тыс.\$      | 662                             | 334                                | 17      | 17      | 17      | 17      | 18      | 18      | 18      | 18      | 19      | 19      | 19      | 19      | 20      | 20      | 20      | 20      | 20      | 21      | 21      | 21      |
| Плата за эмиссию в окружающую среду                         | тыс.\$      | 75 044                          | 53 995                             | 1 876   | 1 802   | 1 734   | 1 669   | 1 608   | 1 548   | 1 490   | 1 433   | 1 379   | 1 325   | 1 275   | 1 227   | 1 180   | 1 126   | 1 077   | 1 029   | 984     | 941     | 899     | 860     |
| Прочие налоги и фонды                                       | тыс.\$      | 3 788                           | 2 421                              | 102     | 99      | 96      | 93      | 90      | 88      | 85      | 90      | 87      | 85      | 83      | 80      | 78      | 75      | 73      | 76      | 74      | 72      | 70      | 68      |
| НДПИ на добычу нефти и газоконденсата                       | тыс.\$      | 102 369                         | 76 847                             | 2 563   | 2 463   | 2 371   | 2 283   | 1 955   | 1 883   | 1 814   | 1 745   | 1 680   | 1 616   | 1 556   | 1 497   | 1 441   | 1 376   | 1 316   | 1 259   | 1 204   | 1 009   | 965     | 923     |
| Расходы на НИОКР  | тыс.\$      | 101 914                         | 54 163                             | 2 571   | 2 591   | 2 611   | 2 631   | 2 652   | 2 674   | 2 696   | 2 718   | 2 740   | 2 762   | 2 784   | 2 807   | 2 830   | 2 854   | 2 876   | 2 899   | 2 921   | 2 945   | 2 969   | 2 993   |
| ИТОГО ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАТРАТ                               | тыс.\$      | 11 811 381                      | 6 318 071                          | 307 410 | 308 185 | 309 196 | 310 319 | 311 366 | 312 765 | 314 225 | 315 726 | 317 329 | 318 982 | 320 732 | 322 551 | 324 479 | 326 232 | 328 046 | 329 946 | 332 034 | 334 014 | 336 164 | 338 400 |
| Производственная себестоимость 1 т. нефти                   | \$          | 225                             | 155                                | 255     | 270     | 286     | 302     | 319     | 337     | 357     | 378     | 400     | 423     | 448     | 474     | 502     | 535     | 570     | 607     | 646     | 688     | 733     | 780     |
| Производственная себестоимость 1 бар. нефти                 | \$          | 31                              | 21                                 | 35      | 37      | 40      | 42      | 44      | 47      | 49      | 52      | 55      | 59      | 62      | 66      | 69      | 74      | 79      | 84      | 89      | 95      | 101     | 108     |



Таблица 4.2.8 – Общие и административные расходы по рекомендуемому варианту 3

| ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ   | Ед. изм. | Итого за проектный период | Итого за рентабельный период | 2021   | 2022   | 2023   | 2024   | 2025   | 2026   | 2027   | 2028   | 2029   | 2030   | 2031   | 2032   | 2033   | 2034   | 2035   | 2036   | 2037   | 2038   | 2039   | 2040   |
|--|----------|---------------------------|------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Административные расходы   | тыс.\$   | 2 061 692                 | 1 032 466                    | 29 519 | 31 150 | 32 803 | 34 478 | 36 317 | 37 911 | 39 492 | 41 143 | 42 824 | 44 513 | 46 084 | 47 287 | 48 307 | 49 242 | 50 088 | 50 729 | 51 260 | 51 802 | 52 327 | 52 853 |
| Затраты на оплату труда АУП  | тыс.\$   | 610 533                   | 299 011                      | 8 272  | 8 722  | 9 193  | 9 677  | 10 170 | 10 671 | 11 174 | 11 681 | 12 201 | 12 732 | 13 234 | 13 633 | 13 973 | 14 290 | 14 579 | 14 833 | 15 054 | 15 276 | 15 492 | 15 707 |
| Амортизация нематериальных активов и исторических затрат                                       | тыс.\$   | 5 355                     | 5 355                        | 63     | 127    | 192    | 258    | 326    | 332    | 338    | 344    | 351    | 357    | 363    | 369    | 376    | 382    | 388    | 313    | 237    | 159    | 80     | 0      |
| Налоговые платежи от ФОТ АУП   | тыс.\$   | 110 064                   | 50 749                       | 1 180  | 1 279  | 1 358  | 1 439  | 1 659  | 1 752  | 1 846  | 1 941  | 2 040  | 2 141  | 2 239  | 2 320  | 2 392  | 2 460  | 2 524  | 2 583  | 2 637  | 2 691  | 2 744  | 2 798  |
| Услуги не производственного характера, выполненные сторонними организациями                    | тыс.\$   | 210 884                   | 125 824                      | 4 577  | 4 781  | 4 970  | 5 140  | 5 309  | 5 398  | 5 470  | 5 596  | 5 717  | 5 808  | 5 869  | 5 864  | 5 847  | 5 812  | 5 772  | 5 708  | 5 635  | 5 570  | 5 507  | 5 448  |
| Материальные затраты (материалы, топливо, эл.энергия, вода, проч. материалы не произв. харак.) | тыс.\$   | 60 236                    | 29 501                       | 816    | 861    | 907    | 955    | 1 003  | 1 053  | 1 102  | 1 153  | 1 204  | 1 256  | 1 306  | 1 345  | 1 379  | 1 410  | 1 438  | 1 463  | 1 485  | 1 507  | 1 528  | 1 550  |
| Затраты на страхование основных фондов   | тыс.\$   | 996                       | 503                          | 18     | 18     | 19     | 19     | 19     | 20     | 20     | 20     | 21     | 21     | 22     | 22     | 22     | 23     | 23     | 23     | 24     | 24     | 24     | 25     |
| Затраты не производственного характера   | тыс.\$   | 1 021 086                 | 500 080                      | 13 835 | 14 588 | 15 375 | 16 184 | 17 008 | 17 847 | 18 688 | 19 537 | 20 405 | 21 294 | 22 133 | 22 801 | 23 369 | 23 900 | 24 382 | 24 808 | 25 177 | 25 548 | 25 909 | 26 269 |
| Постоянные расходы (Социальные нужды+прочие общепроиз. расходы)                                | тыс.\$   | 40 968                    | 20 675                       | 737    | 752    | 766    | 781    | 796    | 811    | 825    | 840    | 855    | 869    | 884    | 899    | 914    | 928    | 943    | 958    | 973    | 987    | 1 002  | 1 017  |
| Обучение казахстанских специалистов  | тыс.\$   | 1 570                     | 769                          | 21     | 22     | 24     | 25     | 26     | 27     | 29     | 30     | 31     | 33     | 34     | 35     | 36     | 37     | 37     | 38     | 39     | 39     | 40     | 40     |
| Общехозяйственные расходы  | тыс.\$   | 192 338                   | 192 261                      | 11 792 | 12 258 | 12 647 | 12 958 | 13 257 | 13 241 | 13 157 | 13 284 | 13 380 | 13 352 | 13 229 | 12 921 | 12 615 | 12 252 | 11 892 | 2,7    | 2,8    | 2,9    | 3,0    | 3,1    |
| Отчисления в фонд ликвидации (резервный)   | тыс.\$   | 192 210                   | 192 210                      | 11 791 | 12 257 | 12 646 | 12 957 | 13 255 | 13 239 | 13 155 | 13 283 | 13 378 | 13 350 | 13 227 | 12 919 | 12 613 | 12 250 | 11 889 | -      | -      | -      | -      | -      |
| Плата в фонд экологии  | тыс.\$   | 128                       | 51                           | 0,9    | 1,0    | 1,1    | 1,2    | 1,4    | 1,5    | 1,7    | 1,8    | 1,9    | 2,0    | 2,1    | 2,3    | 2,4    | 2,5    | 2,6    | 2,7    | 2,8    | 2,9    | 3,0    | 3,1    |
| ИТОГО ЗАТРАТЫ НА ОАР   | тыс.\$   | 2 254 030                 | 1 224 726                    | 41 311 | 43 408 | 45 451 | 47 435 | 49 573 | 51 152 | 52 649 | 54 427 | 56 205 | 57 865 | 59 313 | 60 209 | 60 921 | 61 495 | 61 979 | 50 732 | 51 263 | 51 805 | 52 330 | 52 856 |

Продолжение таблицы 4.2.8– Общие и административные расходы по рекомендуемому варианту 3

| ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ   | Ед. изм. | Итого за проектный период | Итого за рентабельный период | 2041   | 2042   | 2043   | 2044   | 2045   | 2046   | 2047   | 2048   | 2049   | 2050   | 2051   | 2052   | 2053   | 2054   | 2055   | 2056   | 2057   | 2058   | 2059   | 2060   |
|--|----------|---------------------------|------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Административные расходы   | тыс.\$   | 2 061 692                 | 1 032 466                    | 53 489 | 54 112 | 54 737 | 55 361 | 55 994 | 56 639 | 57 281 | 57 919 | 58 561 | 59 202 | 59 848 | 60 495 | 61 162 | 61 831 | 62 488 | 63 141 | 63 817 | 64 494 | 65 162 | 65 831 |
| Затраты на оплату труда АУП  | тыс.\$   | 610 533                   | 299 011                      | 15 930 | 16 149 | 16 367 | 16 582 | 16 799 | 17 019 | 17 238 | 17 454 | 17 670 | 17 885 | 18 101 | 18 316 | 18 537 | 18 761 | 18 979 | 19 195 | 19 417 | 19 639 | 19 857 | 20 074 |
| Амортизация нематериальных активов и исторических затрат                                       | тыс.\$   | 5 355                     | 5 355                        | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| Налоговые платежи от ФОТ АУП   | тыс.\$   | 110 064                   | 50 749                       | 2 854  | 2 909  | 2 965  | 3 020  | 3 076  | 3 134  | 3 191  | 3 249  | 3 306  | 3 365  | 3 423  | 3 482  | 3 543  | 3 604  | 3 665  | 3 726  | 3 789  | 3 851  | 3 914  | 3 977  |
| Услуги не производственного характера, выполненные сторонними организациями                    | тыс.\$   | 210 884                   | 125 824                      | 5 395  | 5 339  | 5 290  | 5 246  | 5 205  | 5 167  | 5 132  | 5 097  | 5 066  | 5 036  | 5 011  | 4 987  | 4 967  | 4 938  | 4 913  | 4 891  | 4 873  | 4 858  | 4 843  | 4 832  |
| Материальные затраты (материалы, топливо, эл.энергия, вода, проч. материалы не произв. харак.) | тыс.\$   | 60 236                    | 29 501                       | 1 572  | 1 593  | 1 615  | 1 636  | 1 657  | 1 679  | 1 701  | 1 722  | 1 743  | 1 765  | 1 786  | 1 807  | 1 829  | 1 851  | 1 873  | 1 894  | 1 916  | 1 938  | 1 959  | 1 981  |
| Затраты на страхование основных фондов   | тыс.\$   | 996                       | 503                          | 25     | 25     | 26     | 26     | 27     | 27     | 27     | 28     | 28     | 28     | 29     | 29     | 29     | 30     | 30     | 30     | 31     | 31     | 32     | 32     |
| Затраты не производственного характера   | тыс.\$   | 1 021 086                 | 500 080                      | 26 641 | 27 008 | 27 372 | 27 733 | 28 096 | 28 464 | 28 829 | 29 191 | 29 552 | 29 913 | 30 273 | 30 633 | 31 001 | 31 376 | 31 741 | 32 103 | 32 474 | 32 845 | 33 209 | 33 573 |
| Постоянные расходы (Социальные нужды+прочие общепроиз. расходы)                                | тыс.\$   | 40 968                    | 20 675                       | 1 032  | 1 046  | 1 061  | 1 076  | 1 091  | 1 105  | 1 120  | 1 135  | 1 149  | 1 164  | 1 179  | 1 194  | 1 208  | 1 223  | 1 238  | 1 253  | 1 267  | 1 282  | 1 297  | 1 312  |
| Обучение казахстанских специалистов  | тыс.\$   | 1 570                     | 769                          | 41     | 42     | 42     | 43     | 43     | 44     | 44     | 45     | 45     | 46     | 47     | 47     | 48     | 48     | 49     | 49     | 50     | 51     | 51     | 52     |
| Общехозяйственные расходы  | тыс.\$   | 192 338                   | 192 261                      | 3,2    | 3,3    | 3,4    | 3,5    | 3,6    | 3,8    | 3,9    | 4,0    | 4,1    | 4,3    | 4,4    | 4,5    | 4,6    | 4,8    | 4,9    | 5,1    | 5,2    | 5,4    | 5,5    | 5,7    |
| Отчисления в фонд ликвидации (резервный)   | тыс.\$   | 192 210                   | 192 210                      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| Плата в фонд экологии  | тыс.\$   | 128                       | 51                           | 3,2    | 3,3    | 3,4    | 3,5    | 3,6    | 3,8    | 3,9    | 4,0    | 4,1    | 4,3    | 4,4    | 4,5    | 4,6    | 4,8    | 4,9    | 5,1    | 5,2    | 5,4    | 5,5    | 5,7    |
| ИТОГО ЗАТРАТЫ НА ОАР   | тыс.\$   | 2 254 030                 | 1 224 726                    | 53 492 | 54 115 | 54 741 | 55 365 | 55 998 | 56 643 | 57 285 | 57 923 | 58 565 | 59 207 | 59 852 | 60 499 | 61 166 | 61 836 | 62 493 | 63 147 | 63 822 | 64 500 | 65 167 | 65 837 |



Таблица 4.2.9 – Расходы по реализации готовой продукции по рекомендуемому варианту 3

| РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАНИЯ УСЛУГ | Ед. изм. | Итого за проектный период | Итого за рентабельный период | 2021    | 2022    | 2023    | 2024    | 2025    | 2026    | 2027    | 2028    | 2029    | 2030    | 2031    | 2032    | 2033    | 2034    | 2035    | 2036    | 2037    | 2038    | 2039    | 2040    |
|--|----------|---------------------------|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Расходы по погрузке, транспортировке и хранению          | тыс.\$   | 2 847 135                 | 2 042 358                    | 80 443  | 85 490  | 90 656  | 95 502  | 100 462 | 100 341 | 99 704  | 100 669 | 101 396 | 101 179 | 100 248 | 97 914  | 95 591  | 92 842  | 90 109  | 86 874  | 83 541  | 80 416  | 77 418  | 74 524  |
| Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата          | тыс.\$   | 3 733 649                 | 2 461 029                    | -       | 45 013  | 111 613 | 114 515 | 117 284 | 117 184 | 116 478 | 117 643 | 118 529 | 118 311 | 134 006 | 130 923 | 127 851 | 124 207 | 120 581 | 116 280 | 111 845 | 107 686 | 110 176 | 106 080 |
| Экспортная таможенная пошлина на нефть                   | тыс.\$   | 3 270 138                 | 2 336 272                    | 69 745  | 88 940  | 110 268 | 113 134 | 115 871 | 115 772 | 115 074 | 116 225 | 117 100 | 116 885 | 115 842 | 113 177 | 110 521 | 107 371 | 104 237 | 100 519 | 96 685  | 93 090  | 89 639  | 86 307  |
| ИТОГО РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ                              | тыс.\$   | 9 850 922                 | 6 839 660                    | 150 188 | 219 443 | 312 538 | 323 151 | 333 617 | 333 297 | 331 257 | 334 538 | 337 026 | 336 375 | 350 096 | 342 015 | 333 963 | 324 421 | 314 928 | 303 673 | 292 070 | 281 191 | 277 233 | 266 910 |
| Полная себестоимость 1 тонны нефти                       | \$/тонна | 455                       | 353                          | 180     | 216     | 263     | 272     | 282     | 293     | 304     | 314     | 324     | 336     | 356     | 369     | 382     | 396     | 411     | 420     | 436     | 453     | 475     | 494     |

Продолжение таблицы 4.2.9– Расходы по реализации готовой продукции по рекомендуемому варианту 3

| РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАНИЯ УСЛУГ | Ед. изм. | Итого за проектный период | Итого за рентабельный период | 2041    | 2042    | 2043    | 2044    | 2045    | 2046    | 2047    | 2048    | 2049    | 2050    | 2051    | 2052    | 2053    | 2054    | 2055    | 2056    | 2057    | 2058    | 2059    | 2060    |
|--|----------|---------------------------|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Расходы по погрузке, транспортировке и хранению          | тыс.\$   | 2 847 135                 | 2 042 358                    | 71 774  | 68 933  | 66 330  | 63 854  | 61 488  | 59 187  | 56 968  | 54 784  | 52 722  | 50 680  | 48 760  | 46 896  | 45 115  | 43 058  | 41 157  | 39 330  | 37 604  | 35 957  | 34 364  | 32 854  |
| Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата          | тыс.\$   | 3 733 649                 | 2 461 029                    | 102 188 | 98 163  | 94 474  | 90 965  | 87 611  | 84 348  | 81 200  | 87 288  | 84 017  | 80 777  | 77 729  | 74 769  | 71 941  | 68 671  | 65 648  | 69 347  | 66 313  | 63 418  | 60 616  | 57 961  |
| Экспортная таможенная пошлина на нефть                   | тыс.\$   | 3 270 138                 | 2 336 272                    | 83 140  | 79 866  | 76 865  | 74 009  | 71 280  | 68 626  | 66 065  | 63 542  | 61 161  | 58 803  | 56 584  | 54 429  | 52 370  | 49 990  | 47 789  | 45 674  | 43 676  | 41 769  | 39 924  | 38 175  |
| ИТОГО РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ                              | тыс.\$   | 9 850 922                 | 6 839 660                    | 257 102 | 246 962 | 237 669 | 228 827 | 220 379 | 212 161 | 204 233 | 205 614 | 197 900 | 190 260 | 183 072 | 176 095 | 169 425 | 161 718 | 154 594 | 154 352 | 147 593 | 141 145 | 134 904 | 128 990 |
| Полная себестоимость 1 тонны нефти                       | \$/тонна | 455                       | 353                          | 513     | 534     | 556     | 579     | 602     | 628     | 654     | 693     | 723     | 754     | 787     | 822     | 859     | 902     | 947     | 1 007   | 1 058   | 1 112   | 1 169   | 1 230   |



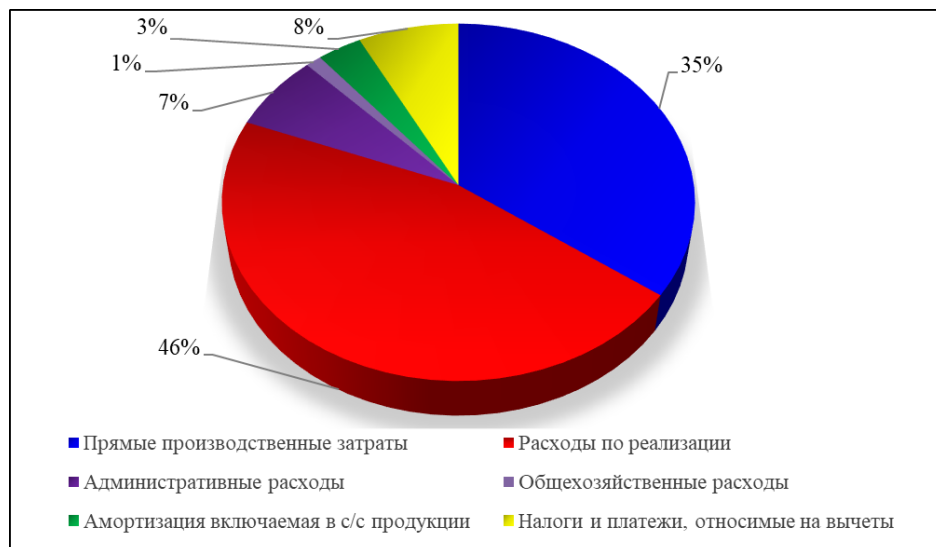


Рисунок 4.2.4– Структура полной себестоимости по рекомендуемому третьему варианту, %

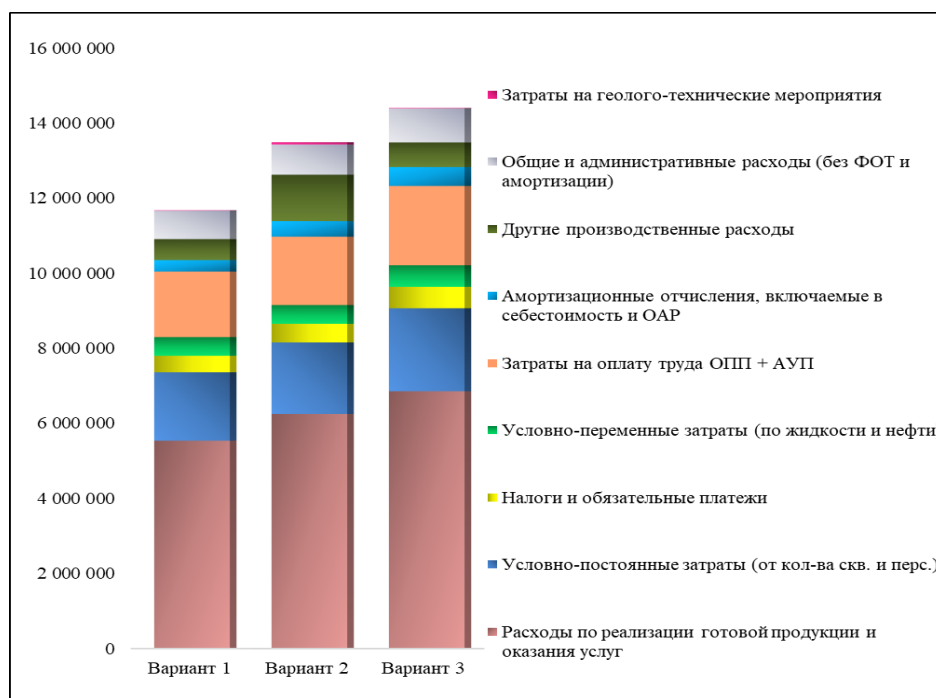


Рисунок 4.2.5– Структура эксплуатационных затрат по вариантам, тыс.\$



#### 4.2.5 Бюджетная эффективность

Налоговое законодательство Республики Казахстан основывается на Конституции, состоит из Налогового кодекса и иных нормативных правовых актов, принятие которых предусмотрено Налоговым Кодексом.

Бюджетная эффективность инвестиционного проекта показывает влияние результатов на доходы и расходы проекта.

Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности, является Налоговый Кодекс РК. Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществляется по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет. Величина нормативов определена в соответствии с Налоговым кодексом РК, действующим на 01.01.2021 года.

Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств, включающих в себя налоги, отчисления и платежи в бюджет.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- индивидуальный подоходный налог с ФОТ – 10 % согласно ст.320 НК РК;
- социальный налог от ФОТ – 9.5 % согласно п.1 ст.485 НК РК;
- налог на добавленную стоимость при покупке и продаже на внутреннем рынке - 12%, на внешний рынок - 0%, согласно ст. 422 НК РК;
- налог на имущество – 1,5 % согласно п.1 ст. 521 НК РК;
- НДС на добычу нефти и газоконденсата по льготной ставке 0,5% – согласно постановлению Правительства РК от 27 июня 2019 года № 449 "Об утверждении перечня месторождений (группы месторождений, части месторождения) углеводородного сырья, относимых к категории низкорентабельных, высоковязких, обводненных, малодебитных и выработанных;
- рентный налог на экспорт нефти и конденсата – статья 716 НК. Определяется по шкале в зависимости от мировой стоимости нефти на экспорт;
- корпоративный подоходный налог – 20 % согласно ст.313 НК РК;
- налог на сверхприбыль начислен согласно ст.762 НК РК;
- экспортная таможенная пошлина - перечень товаров, облагаемых пошлинами, и их размеры утверждаются приказами министра национальной экономики РК;
- прочие налоги.

Результаты расчета бюджетной эффективности по рекомендуемому третьему варианту представлены в таблице 4.2.10, а также на рисунке 4.2.6 отображена структура бюджетной эффективности по рассматриваемым вариантам.



Таблица 4.2.10 - Расчет бюджетной эффективности по рекомендуемому варианту 3

| Составляющие                                    | Итого за<br>проектный<br>период | Итого за<br>рентабельный<br>период | 2021    | 2022    | 2023    | 2024    | 2025    | 2026    | 2027    | 2028    | 2029    | 2030    | 2031    | 2032    | 2033    | 2034    | 2035    | 2036    | 2037    | 2038    | 2039    | 2040    |
|---|---------------------------------|------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ                            |                                 |                                    |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| НДС (с выручки)                                 | 175 559                         | 125 776                            | 4 963   | 5 221   | 5 556   | 5 861   | 6 177   | 6 172   | 6 134   | 6 196   | 6 242   | 6 231   | 6 175   | 6 033   | 5 892   | 5 724   | 5 557   | 5 358   | 5 154   | 4 962   | 4 779   | 4 601   |
| Налоговые платежи от ФОТ ОПП                    | 1 544 149                       | 702 682                            | 16 801  | 18 127  | 19 269  | 20 455  | 22 503  | 23 804  | 25 125  | 26 474  | 27 869  | 29 310  | 30 701  | 31 871  | 32 915  | 33 918  | 34 864  | 35 738  | 36 539  | 37 351  | 38 155  | 38 966  |
| Налоговые платежи от ФОТ АУП                    | 226 721                         | 107 935                            | 2 765   | 2 950   | 3 118   | 3 292   | 3 606   | 3 795   | 3 984   | 4 177   | 4 374   | 4 577   | 4 770   | 4 927   | 5 064   | 5 193   | 5 312   | 5 419   | 5 514   | 5 611   | 5 705   | 5 799   |
| Налог на имущество                              | 141 954                         | 119 439                            | 3 431   | 4 048   | 4 495   | 4 877   | 5 251   | 5 638   | 5 944   | 6 236   | 6 503   | 6 748   | 6 828   | 6 644   | 6 480   | 6 200   | 5 915   | 5 502   | 5 111   | 4 742   | 4 394   | 4 064   |
| Прочие налоги                                   | 79 495                          | 56 750                             | 2 356   | 2 487   | 2 619   | 2 685   | 2 749   | 2 747   | 2 731   | 2 758   | 2 779   | 2 774   | 2 763   | 2 700   | 2 637   | 2 563   | 2 488   | 2 401   | 2 310   | 2 225   | 2 149   | 2 070   |
| Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата | 3 733 649                       | 2 461 029                          | -       | 45 013  | 111 613 | 114 515 | 117 284 | 117 184 | 116 478 | 117 643 | 118 529 | 118 311 | 134 006 | 130 923 | 127 851 | 124 207 | 120 581 | 116 280 | 111 845 | 107 686 | 110 176 | 106 080 |
| Экспортная таможенная пошлина на нефть          | 3 270 138                       | 2 336 272                          | 69 745  | 88 940  | 110 268 | 113 134 | 115 871 | 115 772 | 115 074 | 116 225 | 117 100 | 116 885 | 115 842 | 113 177 | 110 521 | 107 371 | 104 237 | 100 519 | 96 685  | 93 090  | 89 639  | 86 307  |
| НДПИ на добычу нефти и газоконденсата           | 102 369                         | 76 847                             | 2 336   | 3 167   | 3 964   | 3 868   | 4 154   | 4 151   | 4 127   | 4 169   | 4 201   | 3 994   | 3 563   | 3 482   | 3 401   | 3 305   | 3 209   | 3 095   | 2 978   | 2 867   | 2 762   | 2 660   |
| Корпоративный подоходный налог                  | 681 664                         | 681 664                            | 28 457  | 39 970  | 50 153  | 50 450  | 50 392  | 48 230  | 45 846  | 44 795  | 43 563  | 41 276  | 35 671  | 32 810  | 29 945  | 26 934  | 23 968  | 23 126  | 19 809  | 16 568  | 12 097  | 8 974   |
| Налог на сверхприбыль                           | 44 654                          | 44 654                             | 3 788   | 7 834   | 9 360   | 8 073   | 6 472   | 4 121   | 2 604   | 1 683   | 719     | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Общие поступления Государству                   | 9 649 234                       | 6 461 497                          | 124 714 | 207 314 | 309 304 | 315 488 | 322 106 | 319 270 | 315 779 | 317 964 | 319 394 | 317 644 | 327 969 | 320 500 | 312 922 | 303 966 | 295 017 | 286 720 | 275 636 | 265 178 | 260 297 | 250 319 |
| Поступления Гос-ву НДС от подрядчиков           | 1 336 306                       | 802 120                            | 30 098  | 33 036  | 33 359  | 34 390  | 35 844  | 36 768  | 36 745  | 37 638  | 38 403  | 39 133  | 38 382  | 36 443  | 36 603  | 35 578  | 35 338  | 33 935  | 33 625  | 33 363  | 33 110  | 32 887  |
| Возврат НДС Государством                        | 1 160 747                       | 676 344                            | 25 134  | 27 814  | 27 803  | 28 529  | 29 668  | 30 597  | 30 611  | 31 442  | 32 161  | 32 902  | 32 207  | 30 410  | 30 711  | 29 854  | 29 781  | 28 576  | 28 471  | 28 401  | 28 331  | 28 286  |
| Недисконтированные поступления Государству      | 9 824 793                       | 6 587 273                          | 129 677 | 212 535 | 314 860 | 321 349 | 328 283 | 325 442 | 321 913 | 324 160 | 325 636 | 323 875 | 334 145 | 326 533 | 318 813 | 309 690 | 300 574 | 292 078 | 280 790 | 270 140 | 265 076 | 254 920 |
| Дисконтированные поступления Государству        |                                 |                                    |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| при 7% дисконта                                 | 3 880 468                       | 3 448 490                          | 129 677 | 198 631 | 275 011 | 262 316 | 250 446 | 232 035 | 214 504 | 201 870 | 189 523 | 176 166 | 169 862 | 155 134 | 141 557 | 128 510 | 116 568 | 105 863 | 95 113  | 85 519  | 78 426  | 70 487  |
| при 11,5% дисконта                              | 2 645 274                       | 2 512 173                          | 129 677 | 190 615 | 253 261 | 231 821 | 212 397 | 188 842 | 167 529 | 151 299 | 136 312 | 121 591 | 112 509 | 98 606  | 86 345  | 75 224  | 65 479  | 57 066  | 49 202  | 42 454  | 37 361  | 32 224  |
| при 14,34% дисконта                             | 2 102 604                       | 2 046 370                          | 129 677 | 184 813 | 238 080 | 211 292 | 187 697 | 161 802 | 139 172 | 121 864 | 106 451 | 92 065  | 82 595  | 70 186  | 59 588  | 50 333  | 42 480  | 35 895  | 30 007  | 25 103  | 21 419  | 17 912  |

Продолжение таблицы 4.2.10 - Расчет бюджетной эффективности по рекомендуемому варианту 3

| Составляющие                                    | Итого за<br>проектный<br>период | Итого за<br>рентабельный<br>период | 2041    | 2042    | 2043    | 2044    | 2045    | 2046    | 2047    | 2048    | 2049    | 2050    | 2051    | 2052    | 2053    | 2054    | 2055    | 2056    | 2057    | 2058    | 2059    | 2060    |
|---|---------------------------------|------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ                            |                                 |                                    |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| НДС (с выручки)                                 | 175 559                         | 125 776                            | 4 432   | 4 258   | 4 098   | 3 945   | 3 800   | 3 658   | 3 522   | 3 387   | 3 260   | 3 135   | 3 016   | 2 902   | 2 792   | 2 665   | 2 548   | 2 435   | 2 328   | 2 227   | 2 128   | 2 035   |
| Налоговые платежи от ФОТ ОПП                    | 1 544 149                       | 702 682                            | 39 804  | 40 642  | 41 483  | 42 326  | 43 181  | 44 052  | 44 926  | 45 803  | 46 687  | 47 577  | 48 475  | 49 380  | 50 307  | 51 252  | 52 189  | 53 128  | 54 091  | 55 061  | 56 028  | 57 002  |
| Налоговые платежи от ФОТ АУП                    | 226 721                         | 107 935                            | 5 897   | 5 994   | 6 091   | 6 188   | 6 285   | 6 384   | 6 483   | 6 582   | 6 680   | 6 780   | 6 879   | 6 979   | 7 081   | 7 185   | 7 288   | 7 389   | 7 494   | 7 599   | 7 703   | 7 807   |
| Налог на имущество                              | 141 954                         | 119 439                            | 3 753   | 3 457   | 3 177   | 2 912   | 2 659   | 2 420   | 2 192   | 1 976   | 1 771   | 1 576   | 1 391   | 1 215   | 1 048   | 889     | 740     | 598     | 465     | 339     | 219     | 107     |
| Прочие налоги                                   | 79 495                          | 56 750                             | 1 995   | 1 918   | 1 847   | 1 780   | 1 716   | 1 653   | 1 593   | 1 541   | 1 485   | 1 429   | 1 377   | 1 326   | 1 278   | 1 222   | 1 170   | 1 125   | 1 078   | 1 033   | 990     | 949     |
| Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата | 3 733 649                       | 2 461 029                          | 102 188 | 98 163  | 94 474  | 90 965  | 87 611  | 84 348  | 81 200  | 87 288  | 84 017  | 80 777  | 77 729  | 74 769  | 71 941  | 68 671  | 65 648  | 69 347  | 66 313  | 63 418  | 60 616  | 57 961  |
| Экспортная таможенная пошлина на нефть          | 3 270 138                       | 2 336 272                          | 83 140  | 79 866  | 76 865  | 74 009  | 71 280  | 68 626  | 66 065  | 63 542  | 61 161  | 58 803  | 56 584  | 54 429  | 52 370  | 49 990  | 47 789  | 45 674  | 43 676  | 41 769  | 39 924  | 38 175  |
| НДПИ на добычу нефти и газоконденсата           | 102 369                         | 76 847                             | 2 563   | 2 463   | 2 371   | 2 283   | 1 955   | 1 883   | 1 814   | 1 745   | 1 680   | 1 616   | 1 556   | 1 497   | 1 441   | 1 376   | 1 316   | 1 259   | 1 204   | 1 009   | 965     | 923     |
| Корпоративный подоходный налог                  | 681 664                         | 681 664                            | 5 910   | 2 722   | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Налог на сверхприбыль                           | 44 654                          | 44 654                             | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Общие поступления Государству                   | 9 649 234                       | 6 461 497                          | 240 819 | 230 967 | 222 211 | 216 517 | 210 888 | 205 708 | 200 751 | 205 090 | 200 220 | 195 423 | 190 973 | 186 694 | 182 673 | 177 919 | 173 592 | 176 087 | 171 994 | 168 002 | 164 316 | 160 888 |
| Поступления Гос-ву НДС от подрядчиков           | 1 336 306                       | 802 120                            | 32 689  | 32 466  | 32 286  | 32 127  | 31 993  | 31 869  | 31 756  | 31 648  | 31 559  | 31 475  | 31 411  | 31 356  | 31 315  | 31 224  | 31 154  | 31 099  | 31 070  | 31 050  | 31 038  | 31 041  |
| Возврат НДС Государством                        | 1 160 747                       | 676 344                            | 28 257  | 28 208  | 28 189  | 28 182  | 28 193  | 28 210  | 28 234  | 28 260  | 28 299  | 28 341  | 28 394  | 28 454  | 28 523  | 28 559  | 28 606  | 28 664  | 28 742  | 28 824  | 28 910  | 29 006  |
| Недисконтированные поступления Государству      | 9 824 793                       | 6 587 273                          | 245 251 | 235 225 | 226 308 | 220 463 | 214 688 | 209 366 | 204 273 | 208 477 | 203 481 | 198 558 | 193 990 | 189 595 | 185 465 | 180 584 | 176 140 | 178 522 | 174 322 | 170 228 | 166 445 | 162 923 |
| Дисконтированные поступления Государству        |                                 |                                    |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| при 7% дисконта                                 | 3 880 468                       | 3 448 490                          | 63 377  | 56 810  | 51 081  | 46 506  | 42 325  | 38 576  | 35 175  | 33 550  | 30 604  | 27 910  | 25 484  | 23 277  | 21 280  | 19 365  | 17 653  | 16 721  | 15 259  | 13 926  | 12 726  | 11 642  |
| при 11,5% дисконта                              | 2 645 274                       | 2 512 173                          | 27 804  | 23 917  | 20 637  | 18 031  | 15 747  | 13 773  | 12 052  | 11 032  | 9 657   | 8 451   | 7 405   | 6 491   | 5 695   | 4 973   | 4 350   | 3 954   | 3 463   | 3 033   | 2 660   | 2 335   |
| при 14,34% дисконта                             | 2 102 604                       | 2 046 370                          | 14 985  | 12 498  | 10 456  | 8 857   | 7 500   | 6 360   | 5 396   | 4 789   | 4 064   | 3 449   | 2 930   | 2 490   | 2 118   | 1 793   | 1 521   | 1 341   | 1 138   | 967     | 822     | 699     |





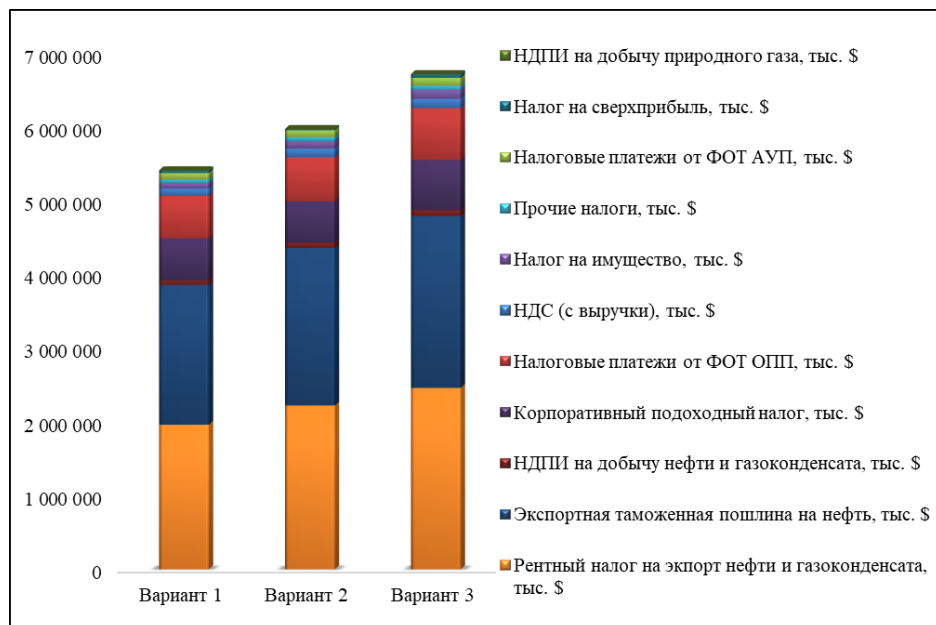


Рисунок 4.2.6-Структура бюджетной эффективности по рассматриваемым вариантам, тыс. \$

#### 4.2.6 Экономическая эффективность проекта

Расчет экономической эффективности проекта проводился на основе технико-технологических показателей добычи нефти и газа по трем представленным вариантам. В результате проведенных расчетов были определены выручка от реализации продукции, эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа, инвестиций в капитальное строительство, чистая прибыль недропользователя, а также налоги и отчисления в бюджет.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами по проекту.

При оценке экономической эффективности вариантов разработки в работе использовались основные и оценочные показатели. К основным показателям эффективности относятся:

- денежные потоки;
- дисконтированные денежные потоки (NPV);
- внутренняя норма доходности (IRR);
- индекс доходности (PI);
- срок окупаемости проекта;
- рентабельный период.

К оценочным показателям относятся:

Проект разработки месторождения Каражанбас



- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;
- доход государства - налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Республики Казахстан.

Чистый денежный поток представляет собой разность между суммами поступлений и выплат денежных средств компании за определенный период времени. Чистый денежный поток или поток наличных денег используется для расчёта показателей экономической эффективности инвестиций, а также для анализа движения денежных средств.

В целях определения ценности проекта был рассчитан дисконтированный поток денежных средств, который является основным критерием оценки эффективности проекта. На основе денежного потока были рассчитаны внутренняя норма дохода и срок окупаемости проекта.

Дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта, отражающий ценность прошлых и будущих доходов с современных позиций.

Внутренняя норма доходности (IRR), известная также как внутренняя ставка доходности, является ставкой дисконтирования, при которой чистая приведенная стоимость (NPV) проекта равна нулю. Другими словами, стоимость всех ожидаемых денежных потоков проекта равна величине первоначальных инвестиций. Необходимо отметить, что в основе метода определения IRR лежит методика дисконтированных денежных потоков.

В соответствии с общепризнанной мировой практикой, внутренняя норма доходности (IRR) данного проекта определена от денежного потока. Проект является эффективным в случае, если IRR составляет больше уровня ставки дисконтирования.

Срок окупаемости инвестиций наступает при переходе дисконтированного потока денежной наличности в положительную величину. Чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый проект. По рекомендуемому варианту срок окупаемости наступит на первый год реализации проекта.

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для решения вопроса об эффективности предложенного проекта. Решение о принятии его к реализации принимается с учетом результатов анализа всех полученных интегральных показателей и подходов к разработке месторождения.

Показатели оценки доходов и расходов, а также результаты экономической эффективности по рекомендуемому третьему варианту представлены в таб. 4.2.11 – 4.2.12, динамика изменения потоков денежной наличности представлена на рисунках 4.3.7. и 4.3.8.



Таблица 4.2.11 – Оценка доходов и расходов по рекомендуемому варианту 3

| Составляющие                                    | Ед. изм | Итого за проектный период | Итого за рентабельный период | 2021    | 2022    | 2023    | 2024    | 2025    | 2026    | 2027    | 2028    | 2029    | 2030    | 2031    | 2032    | 2033    | 2034    | 2035    | 2036    | 2037    | 2038    | 2039    | 2040    |
|---|---------|---------------------------|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Доходы (убытки)                                 |         |                           |                              |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| Производственный доход                          | тыс.\$  | 25 106 094                | 17 939 385                   | 545 617 | 686 550 | 843 536 | 866 805 | 889 220 | 888 459 | 883 108 | 891 941 | 898 656 | 897 001 | 888 998 | 868 547 | 848 166 | 823 993 | 799 939 | 771 404 | 741 981 | 714 392 | 687 913 | 662 339 |
| Расходы на реализованную продукцию              | тыс.\$  | 23 916 333                | 14 382 457                   | 379 480 | 462 575 | 569 781 | 593 111 | 617 362 | 628 352 | 636 293 | 652 124 | 666 803 | 678 225 | 700 608 | 697 711 | 694 321 | 688 006 | 681 181 | 659 279 | 648 298 | 638 389 | 635 402 | 626 288 |
| Операционный доход                              | тыс.\$  | 1 189 761                 | 3 556 928                    | 166 137 | 223 975 | 273 755 | 273 694 | 271 858 | 260 107 | 246 815 | 239 817 | 231 854 | 218 776 | 188 391 | 170 837 | 153 846 | 135 987 | 118 758 | 112 126 | 93 683  | 76 003  | 52 511  | 36 051  |
| Амортизационные отчисления, включаемые в с/с    | тыс.\$  | 688 151                   | 494 050                      | 9 125   | 11 430  | 13 417  | 15 322  | 17 391  | 19 270  | 20 900  | 22 962  | 25 087  | 27 105  | 28 441  | 28 358  | 28 385  | 27 784  | 27 152  | 25 747  | 24 363  | 23 085  | 21 887  | 20 758  |
| Балансовая прибыль                              | тыс.\$  | 1 189 761                 | 3 556 928                    | 166 137 | 223 975 | 273 755 | 273 694 | 271 858 | 260 107 | 246 815 | 239 817 | 231 854 | 218 776 | 188 391 | 170 837 | 153 846 | 135 987 | 118 758 | 112 126 | 93 683  | 76 003  | 52 511  | 36 051  |
| Амортизационные отчисления, относимые на вычеты | тыс.\$  | 690 176                   | 649 460                      | 33 039  | 35 682  | 36 599  | 37 025  | 37 617  | 38 557  | 38 822  | 39 150  | 39 478  | 39 858  | 38 838  | 35 516  | 32 884  | 29 485  | 26 459  | 22 558  | 19 236  | 16 406  | 13 995  | 11 941  |
| Налогооблагаемый доход до уплаты налогов        | тыс.\$  | 3 408 319                 | 3 408 319                    | 142 285 | 199 850 | 250 764 | 252 249 | 251 958 | 241 152 | 229 230 | 223 973 | 217 814 | 206 381 | 178 357 | 164 049 | 149 723 | 134 668 | 119 839 | 115 628 | 99 046  | 82 841  | 60 483  | 44 868  |
| Корпоративный подоходный налог                  | тыс.\$  | 681 664                   | 681 664                      | 28 457  | 39 970  | 50 153  | 50 450  | 50 392  | 48 230  | 45 846  | 44 795  | 43 563  | 41 276  | 35 671  | 32 810  | 29 945  | 26 934  | 23 968  | 23 126  | 19 809  | 16 568  | 12 097  | 8 974   |
| Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов   | тыс.\$  | 508 097                   | 2 875 264                    | 137 680 | 184 005 | 223 602 | 223 244 | 221 466 | 211 876 | 200 969 | 195 022 | 188 291 | 177 500 | 152 719 | 138 027 | 123 901 | 109 053 | 94 790  | 89 000  | 73 874  | 59 435  | 40 415  | 27 077  |
| Налог на сверхприбыль                           |         | 44 654                    | 44 654                       | 3 788   | 7 834   | 9 360   | 8 073   | 6 472   | 4 121   | 2 604   | 1 683   | 719     | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Реновация чистой прибыли                        |         | 237 837                   | 237 837                      | 27 463  | 39 067  | 28 115  | 23 785  | 23 200  | 24 260  | 19 105  | 17 757  | 15 988  | 14 677  | 4 419   | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ                | тыс.\$  | 225 606                   | 2 592 773                    | 106 429 | 137 104 | 186 127 | 191 385 | 191 794 | 183 496 | 179 260 | 175 582 | 171 584 | 162 823 | 148 300 | 138 027 | 123 901 | 109 053 | 94 790  | 89 000  | 73 874  | 59 435  | 40 415  | 27 077  |

Продолжение таблицы 4.2.11 – Оценка доходов и расходов по рекомендуемому варианту 3

| Составляющие                                    | Ед. изм | Итого за проектный период | Итого за рентабельный период | 2041    | 2042    | 2043    | 2044    | 2045    | 2046    | 2047    | 2048    | 2049    | 2050    | 2051    | 2052    | 2053    | 2054    | 2055    | 2056    | 2057    | 2058    | 2059    | 2060    |
|---|---------|---------------------------|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Доходы (убытки)                                 |         |                           |                              |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| Производственный доход                          | тыс.\$  | 25 106 094                | 17 939 385                   | 638 038 | 612 907 | 589 877 | 567 963 | 547 022 | 526 650 | 506 998 | 487 640 | 469 364 | 451 266 | 434 236 | 417 702 | 401 899 | 383 631 | 366 745 | 350 516 | 335 181 | 320 548 | 306 384 | 292 962 |
| Расходы на реализованную продукцию              | тыс.\$  | 23 916 333                | 14 382 457                   | 618 004 | 609 261 | 601 606 | 594 511 | 587 742 | 581 569 | 575 744 | 579 264 | 573 794 | 568 449 | 563 657 | 559 145 | 555 071 | 549 786 | 545 133 | 547 444 | 543 449 | 539 659 | 536 235 | 533 227 |
| Операционный доход                              | тыс.\$  | 1 189 761                 | 3 556 928                    | 20 034  | 3 646   | -11 729 | -26 548 | -40 720 | -54 918 | -68 746 | -91 624 | 104 429 | 117 183 | 129 421 | 141 442 | 153 172 | 166 155 | 178 387 | 196 928 | 208 268 | 219 111 | 229 851 | 240 265 |
| Амортизационные отчисления, включаемые в с/с    | тыс.\$  | 688 151                   | 494 050                      | 19 707  | 18 662  | 17 709  | 16 815  | 15 974  | 15 172  | 14 411  | 13 680  | 12 997  | 12 336  | 11 721  | 11 134  | 10 581  | 9 978   | 9 424   | 8 901   | 8 412   | 7 951   | 7 513   | 7 103   |
| Балансовая прибыль                              | тыс.\$  | 1 189 761                 | 3 556 928                    | 20 034  | 3 646   | -11 729 | -26 548 | -40 720 | -54 918 | -68 746 | -91 624 | 104 429 | 117 183 | 129 421 | 141 442 | 153 172 | 166 155 | 178 387 | 196 928 | 208 268 | 219 111 | 229 851 | 240 265 |
| Амортизационные отчисления, относимые на вычеты | тыс.\$  | 690 176                   | 649 460                      | 10 190  | 8 698   | 7 426   | 6 342   | 5 417   | 4 628   | 3 955   | 3 381   | 2 892   | 2 474   | 2 117   | 1 812   | 1 551   | 1 329   | 1 139   | 976     | 837     | 719     | 617     | 530     |
| Налогооблагаемый доход до уплаты налогов        | тыс.\$  | 3 408 319                 | 3 408 319                    | 29 551  | 13 610  | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Корпоративный подоходный налог                  | тыс.\$  | 681 664                   | 681 664                      | 5 910   | 2 722   | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов   | тыс.\$  | 508 097                   | 2 875 264                    | 14 123  | 924     | -11 729 | -26 548 | -40 720 | -54 918 | -68 746 | -91 624 | 104 429 | 117 183 | 129 421 | 141 442 | 153 172 | 166 155 | 178 387 | 196 928 | 208 268 | 219 111 | 229 851 | 240 265 |
| Налог на сверхприбыль                           |         | 44 654                    | 44 654                       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Реновация чистой прибыли                        |         | 237 837                   | 237 837                      | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ                | тыс.\$  | 225 606                   | 2 592 773                    | 14 123  | 924     | -11 729 | -26 548 | -40 720 | -54 918 | -68 746 | -91 624 | 104 429 | 117 183 | 129 421 | 141 442 | 153 172 | 166 155 | 178 387 | 196 928 | 208 268 | 219 111 | 229 851 | 240 265 |



Таблица 4.2.12 – Показатели экономической эффективности по рекомендуемому варианту 3

| Составляющие                               | Ед. изм | Итого за проектный период | Итого за рентабельный период | 2021    | 2022    | 2023    | 2024    | 2025    | 2026    | 2027      | 2028      | 2029      | 2030      | 2031      | 2032      | 2033      | 2034      | 2035      | 2036      | 2037      | 2038      | 2039      | 2040      |
|--|---------|---------------------------|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Выручка от реализации (без НДС)            | тыс.\$  | 25 106 094                | 17 939 385                   | 545 617 | 686 550 | 843 536 | 866 805 | 889 220 | 888 459 | 883 108   | 891 941   | 898 656   | 897 001   | 888 998   | 868 547   | 848 166   | 823 993   | 799 939   | 771 404   | 741 981   | 714 392   | 687 913   | 662 339   |
| Итого приток средств                       | тыс.\$  | 25 106 094                | 17 939 385                   | 545 617 | 686 550 | 843 536 | 866 805 | 889 220 | 888 459 | 883 108   | 891 941   | 898 656   | 897 001   | 888 998   | 868 547   | 848 166   | 823 993   | 799 939   | 771 404   | 741 981   | 714 392   | 687 913   | 662 339   |
| Эксплуатационные затраты (без амортизации) | тыс.\$  | 23 222 827                | 13 883 052                   | 370 293 | 451 019 | 556 172 | 577 531 | 599 644 | 608 749 | 615 055   | 628 817   | 641 365   | 650 763   | 671 803   | 668 983   | 665 559   | 659 839   | 653 641   | 633 218   | 623 698   | 615 144   | 613 435   | 605 529   |
| прямые затраты                             | тыс.\$  | 9 255 263                 | 4 868 302                    | 153 933 | 160 466 | 168 027 | 175 318 | 182 122 | 188 292 | 193 561   | 200 560   | 207 134   | 214 054   | 218 903   | 222 433   | 225 618   | 228 320   | 230 646   | 232 392   | 233 665   | 235 122   | 236 493   | 238 003   |
| налоги и платежи, относимые на вычеты      | тыс.\$  | 9 098 475                 | 5 860 956                    | 97 433  | 164 731 | 255 348 | 262 826 | 271 419 | 273 090 | 273 463   | 277 682   | 281 355   | 282 599   | 298 473   | 293 724   | 288 869   | 282 757   | 276 606   | 268 953   | 260 981   | 253 572   | 252 979   | 245 946   |
| расходы периода                            | тыс.\$  | 4 869 089                 | 3 153 795                    | 118 927 | 125 821 | 132 797 | 139 387 | 146 103 | 147 367 | 148 031   | 150 575   | 152 876   | 154 110   | 154 427   | 152 826   | 151 073   | 148 762   | 146 389   | 131 874   | 129 052   | 126 451   | 123 963   | 121 580   |
| Капитальные Вложения (без НДС)             | тыс.\$  | 506 481                   | 506 481                      | 36 651  | 50 623  | 41 724  | 39 365  | 40 917  | 43 862  | 40 343    | 41 064    | 41 425    | 42 140    | 33 224    | 16 885    | 18 190    | 10 482    | 9 586     | -         | -         | -         | -         | -         |
| Бурение                                    | тыс.\$  | 298 568                   | 298 568                      | 17 273  | 23 510  | 23 971  | 24 446  | 24 907  | 25 368  | 25 829    | 26 291    | 26 752    | 27 213    | 20 985    | 9 597     | 10 469    | 6 298     | 5 660     | -         | -         | -         | -         | -         |
| Обустройство                               | тыс.\$  | 207 913                   | 207 913                      | 19 378  | 27 114  | 17 753  | 14 919  | 16 010  | 18 494  | 14 514    | 14 773    | 14 673    | 14 926    | 12 239    | 7 288     | 7 722     | 4 184     | 3 926     | -         | -         | -         | -         | -         |
| Корпоративный подоходный налог             | тыс.\$  | 681 664                   | 681 664                      | 28 457  | 39 970  | 50 153  | 50 450  | 50 392  | 48 230  | 45 846    | 44 795    | 43 563    | 41 276    | 35 671    | 32 810    | 29 945    | 26 934    | 23 968    | 23 126    | 19 809    | 16 568    | 12 097    | 8 974     |
| Налог на сверхприбыль                      | тыс.\$  | 44 654                    | 44 654                       | 3 788   | 7 834   | 9 360   | 8 073   | 6 472   | 4 121   | 2 604     | 1 683     | 719       | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |
| Итого отток средств                        | тыс.\$  | 24 455 626                | 15 115 851                   | 439 188 | 549 446 | 657 409 | 675 419 | 697 426 | 704 963 | 703 849   | 716 359   | 727 072   | 734 178   | 740 698   | 718 677   | 713 695   | 697 254   | 687 195   | 656 344   | 643 508   | 631 712   | 625 531   | 614 503   |
| Поток денежной наличности                  | тыс.\$  | 650 468                   | 2 823 534                    | 106 429 | 137 104 | 186 127 | 191 385 | 191 794 | 183 496 | 179 260   | 175 582   | 171 584   | 162 823   | 148 300   | 149 870   | 134 472   | 126 738   | 112 744   | 115 060   | 98 473    | 82 679    | 62 382    | 47 835    |
| Чистая приведенная стоимость:              |         |                           |                              |         |         |         |         |         |         |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| при ставке дисконта в 7%                   | тыс.\$  | 1 465 897                 | 1 698 083                    | 106 429 | 128 135 | 162 570 | 156 228 | 146 319 | 130 830 | 119 448   | 109 344   | 99 864    | 88 565    | 75 388    | 71 202    | 59 707    | 52 592    | 43 724    | 41 703    | 33 356    | 26 174    | 18 457    | 13 227    |
| при ставке дисконта в 11,5%                | тыс.\$  | 1 254 872                 | 1 316 827                    | 106 429 | 122 963 | 149 713 | 138 065 | 124 090 | 106 476 | 93 290    | 81 951    | 71 826    | 61 128    | 49 934    | 45 258    | 36 419    | 30 785    | 24 561    | 22 480    | 17 255    | 12 993    | 8 792     | 6 047     |
| при ставке дисконта в 14,34%               | тыс.\$  | 1 090 191                 | 1 113 668                    | 106 429 | 119 221 | 140 739 | 125 839 | 109 659 | 91 230  | 77 499    | 66 008    | 56 091    | 46 284    | 36 658    | 32 214    | 25 134    | 20 598    | 15 934    | 14 140    | 10 523    | 7 683     | 5 041     | 3 361     |
| Накопленный поток денежной наличности      |         |                           |                              |         |         |         |         |         |         |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| при ставке дисконта в 0%                   | тыс.\$  | 650 468                   | 2 823 534                    | 106 429 | 243 533 | 429 660 | 621 045 | 812 839 | 996 335 | 1 175 595 | 1 351 177 | 1 522 761 | 1 685 584 | 1 833 884 | 1 983 754 | 2 118 226 | 2 244 964 | 2 357 708 | 2 472 769 | 2 571 242 | 2 653 921 | 2 716 303 | 2 764 138 |
| при ставке дисконта в 7%                   | тыс.\$  | 1 465 897                 | 1 698 083                    | 106 429 | 234 563 | 397 134 | 553 361 | 699 680 | 830 510 | 949 959   | 1 059 302 | 1 159 166 | 1 247 731 | 1 323 119 | 1 394 321 | 1 454 028 | 1 506 620 | 1 550 344 | 1 592 047 | 1 625 403 | 1 651 578 | 1 670 034 | 1 683 261 |
| при ставке дисконта в 11,5%                | тыс.\$  | 1 254 872                 | 1 316 827                    | 106 429 | 229 392 | 379 105 | 517 170 | 641 260 | 747 736 | 841 026   | 922 977   | 994 802   | 1 055 931 | 1 105 864 | 1 151 122 | 1 187 541 | 1 218 326 | 1 242 887 | 1 265 367 | 1 282 622 | 1 295 616 | 1 304 408 | 1 310 455 |
| при ставке дисконта в 14,34%               | тыс.\$  | 1 090 191                 | 1 113 668                    | 106 429 | 225 650 | 366 388 | 492 227 | 601 886 | 693 116 | 770 615   | 836 623   | 892 714   | 938 999   | 975 656   | 1 007 870 | 1 033 003 | 1 053 602 | 1 069 536 | 1 083 676 | 1 094 199 | 1 101 882 | 1 106 923 | 1 110 284 |
| Окупаемость при ставке дисконта в 0%       | лет     | менее года                | менее года                   | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |
| при ставке дисконта в 7%                   | лет     | менее года                | менее года                   | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |
| при ставке дисконта в 11,5%                | лет     | менее года                | менее года                   | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |
| при ставке дисконта в 14,34%               | лет     | менее года                | менее года                   | -       | -       | -       | -       | -       | -       | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |



Продолжение таблицы 4.2.12 – Показатели экономической эффективности по рекомендуемому варианту 3

| Составляющие                               | Ед. изм | Итого за проектный период | Итого за рентабельный период | 2041      | 2042      | 2043      | 2044      | 2045      | 2046      | 2047      | 2048      | 2049      | 2050      | 2051      | 2052      | 2053      | 2054      | 2055      | 2056      | 2057      | 2058      | 2059      | 2060      |
|--|---------|---------------------------|------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Выручка от реализации (без НДС)            | тыс.\$  | 25 106 094                | 17 939 385                   | 638 038   | 612 907   | 589 877   | 567 963   | 547 022   | 526 650   | 506 998   | 487 640   | 469 364   | 451 266   | 434 236   | 417 702   | 401 899   | 383 631   | 366 745   | 350 516   | 335 181   | 320 548   | 306 384   | 292 962   |
| Итого приток средств                       | тыс.\$  | 25 106 094                | 17 939 385                   | 638 038   | 612 907   | 589 877   | 567 963   | 547 022   | 526 650   | 506 998   | 487 640   | 469 364   | 451 266   | 434 236   | 417 702   | 401 899   | 383 631   | 366 745   | 350 516   | 335 181   | 320 548   | 306 384   | 292 962   |
| Эксплуатационные затраты (без амортизации) | тыс.\$  | 23 222 827                | 13 883 052                   | 598 297   | 590 599   | 583 897   | 577 696   | 571 768   | 566 397   | 561 332   | 565 584   | 560 797   | 556 113   | 551 936   | 548 010   | 544 489   | 539 808   | 535 709   | 538 543   | 535 037   | 531 708   | 528 722   | 526 124   |
| прямые затраты                             | тыс.\$  | 9 255 263                 | 4 868 302                    | 239 587   | 241 043   | 242 610   | 244 203   | 245 880   | 247 585   | 249 289   | 250 982   | 252 711   | 254 448   | 256 213   | 257 999   | 259 824   | 261 515   | 263 207   | 264 935   | 266 784   | 268 621   | 270 449   | 272 317   |
| налоги и платежи, относимые на вычеты      | тыс.\$  | 9 098 475                 | 5 860 956                    | 239 341   | 232 503   | 226 308   | 220 463   | 214 688   | 209 366   | 204 273   | 208 477   | 203 481   | 198 558   | 193 990   | 189 595   | 185 465   | 180 584   | 176 140   | 178 522   | 174 322   | 170 228   | 166 445   | 162 923   |
| расходы периода                            | тыс.\$  | 4 869 089                 | 3 153 795                    | 119 369   | 117 054   | 114 979   | 113 031   | 111 200   | 109 446   | 107 770   | 106 125   | 104 606   | 103 107   | 101 733   | 100 416   | 99 200    | 97 709    | 96 362    | 95 087    | 93 932    | 92 858    | 91 828    | 90 884    |
| Капитальные Вложения (без НДС)             | тыс.\$  | 506 481                   | 506 481                      | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |
| Бурение                                    | тыс.\$  | 298 568                   | 298 568                      | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |
| Обустройство                               | тыс.\$  | 207 913                   | 207 913                      | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |
| Корпоративный подоходный налог             | тыс.\$  | 681 664                   | 681 664                      | 5 910     | 2 722     | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |
| Налог на сверхприбыль                      | тыс.\$  | 44 654                    | 44 654                       | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |
| Итого отток средств                        | тыс.\$  | 24 455 626                | 15 115 851                   | 604 207   | 593 321   | 583 897   | 577 696   | 571 768   | 566 397   | 561 332   | 565 584   | 560 797   | 556 113   | 551 936   | 548 010   | 544 489   | 539 808   | 535 709   | 538 543   | 535 037   | 531 708   | 528 722   | 526 124   |
| Поток денежной наличности                  | тыс.\$  | 650 468                   | 2 823 534                    | 33 831    | 19 586    | 5 979     | -9 733    | -24 746   | -39 746   | -54 335   | -77 944   | -91 433   | -104 847  | -117 700  | -130 308  | -142 590  | -156 177  | -168 963  | -188 027  | -199 857  | -211 160  | -222 338  | -233 162  |
| Чистая приведенная стоимость:              |         |                           |                              |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| при ставке дисконта в 7%                   | тыс.\$  | 1 465 897                 | 1 698 083                    | 8 743     | 4 730     | 1 350     | -2 053    | -4 879    | -7 323    | -9 356,2  | -12 544   | -13 752   | -14 738   | -15 462   | -15 998   | -16 361   | -16 748   | -16 933   | -17 611   | -17 495   | -17 275   | -16 999   | -16 661   |
| при ставке дисконта в 11,5%                | тыс.\$  | 1 254 872                 | 1 316 827                    | 3 835     | 1 991     | 545       | -796      | -1 815    | -2 615    | -3 205,8  | -4 124    | -4 339    | -4 463    | -4 493    | -4 461    | -4 378    | -4 301    | -4 173    | -4 165    | -3 970    | -3 762    | -3 553    | -3 341    |
| при ставке дисконта в 14,34%               | тыс.\$  | 1 090 191                 | 1 113 668                    | 2 067     | 1 041     | 276       | -391      | -864      | -1 207    | -1 435,3  | -1 790    | -1 826    | -1 821    | -1 778    | -1 711    | -1 628    | -1 551    | -1 459    | -1 412    | -1 305    | -1 199    | -1 098    | -1 001    |
| Накопленный поток денежной наличности      |         |                           |                              |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| при ставке дисконта в 0%                   | тыс.\$  | 650 468                   | 2 823 534                    | 2 797 969 | 2 817 555 | 2 823 534 | 2 813 801 | 2 789 055 | 2 749 309 | 2 694 974 | 2 617 030 | 2 525 597 | 2 420 750 | 2 303 050 | 2 172 742 | 2 030 152 | 1 873 975 | 1 705 012 | 1 516 985 | 1 317 128 | 1 105 968 | 883 630   | 650 468   |
| при ставке дисконта в 7%                   | тыс.\$  | 1 465 897                 | 1 698 083                    | 1 692 004 | 1 696 734 | 1 698 083 | 1 696 030 | 1 691 152 | 1 683 828 | 1 674 472 | 1 661 929 | 1 648 177 | 1 633 439 | 1 617 977 | 1 601 979 | 1 585 618 | 1 568 871 | 1 551 937 | 1 534 326 | 1 516 832 | 1 499 557 | 1 482 558 | 1 465 897 |
| при ставке дисконта в 11,5%                | тыс.\$  | 1 254 872                 | 1 316 827                    | 1 314 291 | 1 316 282 | 1 316 827 | 1 316 031 | 1 314 216 | 1 311 601 | 1 308 396 | 1 304 271 | 1 299 932 | 1 295 469 | 1 290 977 | 1 286 515 | 1 282 137 | 1 277 836 | 1 273 663 | 1 269 499 | 1 265 528 | 1 261 766 | 1 258 213 | 1 254 872 |
| при ставке дисконта в 14,34%               | тыс.\$  | 1 090 191                 | 1 113 668                    | 1 112 351 | 1 113 392 | 1 113 668 | 1 113 277 | 1 112 413 | 1 111 205 | 1 109 770 | 1 107 980 | 1 106 153 | 1 104 332 | 1 102 555 | 1 100 843 | 1 099 215 | 1 097 664 | 1 096 205 | 1 094 793 | 1 093 488 | 1 092 289 | 1 091 192 | 1 090 191 |
| Окупаемость при ставке дисконта в 0%       | лет     | менее года                | менее года                   | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |
| при ставке дисконта в 7%                   | лет     | менее года                | менее года                   | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |
| при ставке дисконта в 11,5%                | лет     | менее года                | менее года                   | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |
| при ставке дисконта в 14,34%               | лет     | менее года                | менее года                   | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |



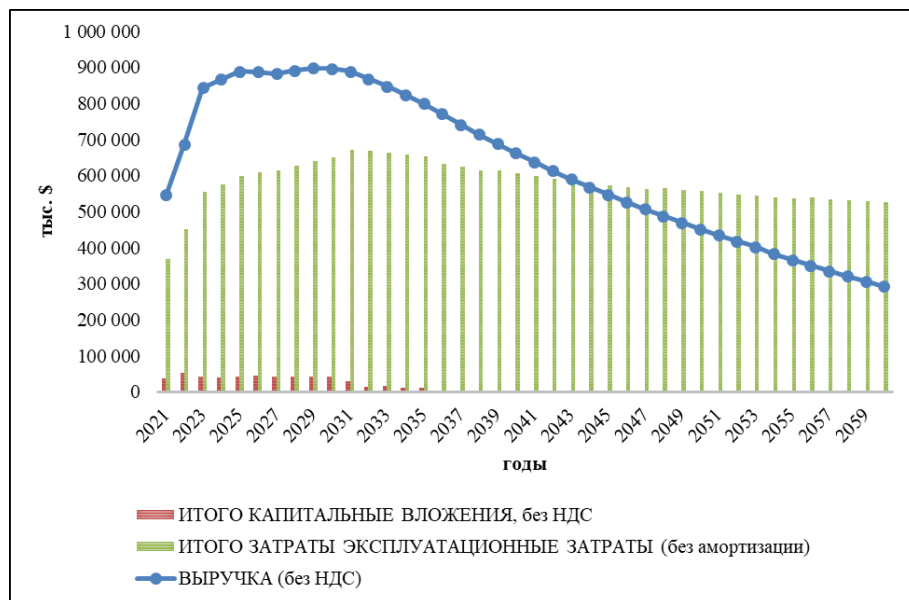


Рисунок 4.2.7– Сопоставление доходов и расходов по рекомендуемому третьему варианту, тыс. \$

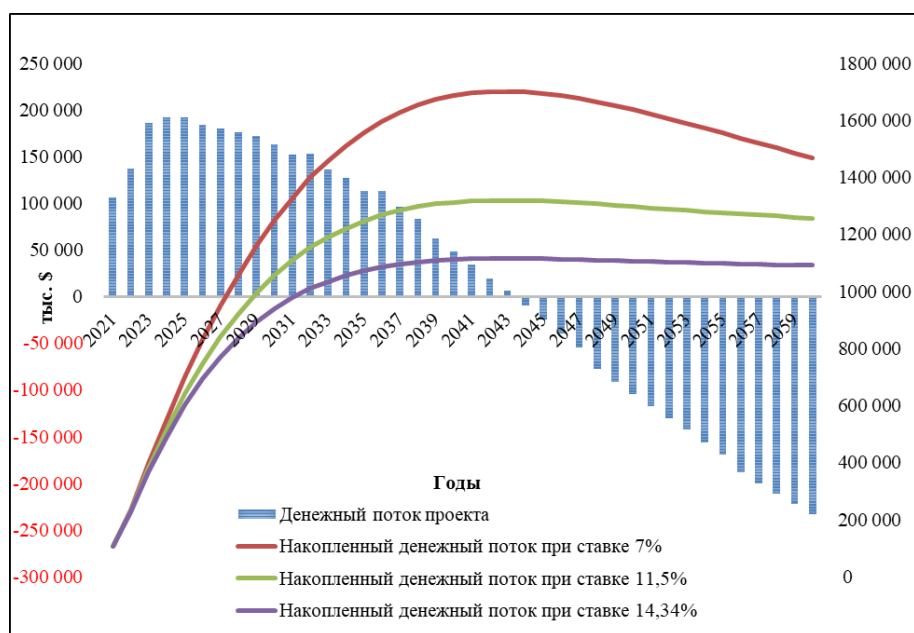


Рисунок 4.2.8– Поток денежных средств по рекомендуемому второму варианту, тыс. \$



#### **4.2.7 Казахстанское содержание**

Казахстанское содержание - это показатель уровня технологического и индустриально-инновационного развития Казахстана, представляющий собой долю в стоимостном выражении в приобретаемых товарах, работах и услугах, в привлечении трудовых ресурсов, используемых при осуществлении деятельности предприятия на территории Республики Казахстан.

Казахстанское содержание в закупках по проекту представляет собой процентное содержание стоимости товаров отечественных товаропроизводителей и затрат на оплату труда физических лиц - резидентов, нанятых поставщиком для выполнения работ и услуг как напрямую, так и посредством заключения договоров субподряда, от общей стоимости капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Стоимость строительства скважин в данном проекте рассчитана с учетом того, что большая часть оборудования и материалов будет приобретаться в Республике Казахстан.

А сам процесс бурения, освоения и исследований будет осуществляться местными компаниями, поскольку у них накоплен достаточно большой опыт по выполнению данного вида работ и имеются профессиональные кадры.

Местное содержание является ключевым фактором, отвечающим ожиданиям руководства страны. Это, также является эффективным способом, с помощью которого АО «Каражанбасмунай» может содействовать решению социальных проблем и внести свой вклад в развитие региона в соответствии с социальными программами.

При строительстве и обустройстве нефтяных скважин на месторождении Каражанбас предполагается казахстанское содержание следующего состава:

- не менее 100% товаров будет приобретаться в РК;
- при проведении работ предпочтение будет отдаваться казахстанским специалистам - 100%;
- будут привлечены казахстанские организации для выполнения работ и услуг - не менее 100% от общего объема работ, если эти услуги соответствуют стандартам, ценовым и качественным характеристикам однородных товаров, работ, услуг.

Представленные данные по казахстанскому содержанию являются прогнозными и ни в коем случае не должны являться обязательством недропользователя, поскольку все товары и услуги закупались, и в дальнейшем будут закупаться, методом открытого конкурса (тендера). Поскольку на данном этапе проектирования более точный расчет невозможен, при детальном проектировании стоимость казахстанского содержания будет определена с большей точностью.



#### **4.2.8 Анализ рисков**

Проекты, связанные с освоением ресурсов углеводородного сырья, характеризуются повышенной степенью риска, вызываемого особенностями процессов поиска, разведки и освоения месторождений. Риск определяется как опасность, возможность убытка или ущерба. Нефтегазовые проекты характеризуются достаточно высокой степенью рисков:

- большая зависимость показателей от природных условий;
- изменчивость погоды во времени;
- вероятностный характер большинства технико-экономических показателей разработки месторождений;
- высокая капиталоемкость нефтегазодобычи;
- длительный период возмещения начального капитала.

В условиях рыночной экономики государство не несет ответственности за обязательства предприятий и поэтому, все последствия реализации неэффективного решения целиком ложатся на администрацию и коллектив самого предприятия.

Экономическая теория предполагает, что большинство потенциальных инвесторов не склонны к риску. Из двух проектов инвестиций с одинаковым уровнем ожидаемой прибыли будет выбран тот, которому соответствует меньший риск. Риск проекта теснейшим образом связан с величиной прибыли на инвестированный капитал. Чем выше уровень риска проекта, тем он должен генерировать большую прибыль, компенсирующую этот риск.

Все виды рисков, которые могут возникнуть при реализации проекта можно подразделить на несколько видов: политический, социальный, экономический, экологический, риски, связанные с географическим положением, правовые риски, финансовый и производственный риск.

##### ***Политический риск***

Политический риск связан с возможностью ухудшения политической ситуации, риск неблагоприятных социально-политических изменений в стране и регионе.

В настоящее время наблюдается положительная тенденция повышения международных рейтингов Республики Казахстан. В соответствии с классификацией международных рейтинговых агентств, Казахстан получил инвестиционный рейтинг, в соответствии с которым экономическая и политическая ситуация в Казахстане оценивается как неопасная в краткосрочной перспективе.

В Республике Казахстан целенаправленно идет работа на интеграцию мировую экономику. Главным фактором в структурных преобразованиях экономики Казахстана становится государственная инвестиционная политика. Стране за годы независимости





удалось создать достаточно продуктивную модель инвестиционной политики. Благоприятными факторами, способствующими повышению рейтингов Казахстана, являются экономический рост, наблюдающийся в республике в течение последних нескольких лет, повлекший за собой улучшение большинства экономических показателей, включая профицит счета текущих операций, а также рост золотовалютных резервов и сокращение внешних краткосрочных обязательств.

Постоянно происходит совершенствование налогового законодательства. Налоговое бремя на производителей продукции постоянно сокращается. Политическая система государства стабильна, поэтому политический риск является в настоящее время минимальным.

#### ***Социальный риск***

Социальный риск характеризуется уровнем безработицы, возможностью забастовок, выражением недоверия со стороны работников органам власти на местах и администрации предприятия. В настоящее время, когда нефтегазовая отрасль развивается быстрыми темпами, происходит открытие новых месторождений, создание многих новых фирм, которые готовы перерабатывать продукцию нефтегазового комплекса, говорить о безработице не приходится, приходится говорить о недостатке рабочих кадров. Представленный проект способствует созданию условий для создания новых рабочих мест.

Стабильность государства, сдерживание роста безработицы, рост реальной зарплаты значительно уменьшают риски забастовок и выражение недовольства со стороны трудящихся. В Мангистауской области в целом и в прилегающих районах спокойная политическая обстановка, поэтому вероятность военных конфликтов, введение чрезвычайного положения и проведения забастовок является минимальной.

В случае отрицательного влияния изменения ситуации в стране и Мангистауской области на деятельность компании, Недропользователь предпримет необходимые действия по минимизации возникших издержек и снижению влияния указанных факторов.

#### ***Экономический риск***

Экономический риск оценивался анализом чувствительности основного показателя эффективности, определяющего выбор рекомендуемого варианта и эффект проекта – чистым дисконтированным поступлением проекта (NPV) к изменению следующих факторов, которые отражаются на оценке рентабельности проекта: объем добычи, уровень цен на реализуемую продукцию, объем капитальных вложений в проект, эксплуатационные затраты по проекту и ставки WACC. В соответствии с принятыми нормами руководящих документов нефтяной и газовой отрасли, расчеты были проведены при изменении цен,



затрат и добычи в диапазоне  $\pm 40\%$ . Это позволило получить доверительные интервалы для корректировки построенных номограмм к изменению экономических условий.

В целом, анализ данных показал, что у проекта есть определенный запас прочности к изменению основных экономических показателей. Более подробно об экономическом риске приведено в разделе «Анализ чувствительности проекта».

#### ***Экологический риск***

В Экологическом кодексе Республики Казахстан дано законодательное толкование понятию экологический риск, как «вероятность неблагоприятных изменений состояния окружающей среды и (или) природных объектов вследствие влияния определенных факторов». При этом экологический риск может быть вызван не только деятельностью человека, но и чрезвычайными ситуациями природного характера. Поэтому весьма важным здесь является точная оценка экологического риска, путем выявления и анализа вероятности наступления событий, имеющих неблагоприятные последствия для состояния окружающей среды, здоровья населения, экономики страны, отдельного региона или предприятия.

Экологические риски, связанные с эксплуатацией месторождения, относятся к технологии самой системы эксплуатации объекта. В проекте предусмотрено применение современного высококачественного оборудования, которое соответствует работе в агрессивных средах. Поэтому риски техногенного характера сведены до минимума.

Так как Заказчиком проекта является опытная эксплуатационная компания, где построена четкая структура аппарата управления, установлены взаимосвязи между уровнями управления, разработаны нормы, нормативы и методики управления, будет справедливо утверждать, что риск неправильной эксплуатации проектируемого месторождения будет отсутствовать.

#### ***Риски, связанные с географическим положением***

Риски, связанные с географическими особенностями региона, в котором Недропользователь зарегистрирован в качестве налогоплательщика и осуществляет основную деятельность, в том числе повышенная опасность стихийных бедствий - ураганы, сильные снегопады, песчаные бури, низкие температуры зимой и очень высокие – летом, степные пожары и т.д., такие риски оцениваются как минимальные.

Мангистауский регион характеризуется достаточно развитой транспортной инфраструктурой (морской, железнодорожной, автомобильной и воздушной) и не подвержен рискам, связанным с прекращением транспортного сообщения в связи с удаленностью и /или труднодоступностью.



В связи с этим риски, связанные с географическим положением, оцениваются как минимальные.

#### **Финансовый риск**

Финансовый риск – это тот риск, который понесет заказчик проекта при его претворении в жизнь. Он возникает при неправильной оценке спроса, конкурентов и цен на реализуемую продукцию, при колебании рыночной конъюнктуры и валютных курсов.

В настоящее время спрос на нефть не только не снижается, все время возрастает. Происходит это по многим причинам. Например, увеличение спроса на нефть в азиатско-тихоокеанском регионе, снижение добычи нефти на многих действующих месторождениях и по многим другим причинам.

Цены на нефть в данном проекте взяты как с учетом сложившихся путей продажи в данном регионе, так и с их изменением на международных рынках.

Поскольку в рассматриваемом проекте предполагается постепенный ввод скважин, а капитальные вложения значительно ниже уровня поступающей выручки, то значительного отрицательного значения потока наличности в течение ввода новых объектов не наблюдается.

Вероятность возникновения данного риска оценивается как средняя.

#### **Правовые риски**

Финансовые результаты и деятельность участников проекта находятся под влиянием частых изменений в налоговом законодательстве Республики Казахстан. Как и любой иной субъект хозяйственной деятельности, оператор является участником налоговых отношений. В настоящее время в РК действует Налоговый кодекс и ряд законов, регулирующих объем и выплату различных налогов. Существующие налоги включают в себя, в частности, налог на добавленную стоимость, корпоративный подоходный налог юридических лиц (налог на прибыль), налог на сверхприбыль, налог на добычу полезных ископаемых (нефти, конденсата и газа), рентные отчисления на экспорт нефти и конденсата, налог на имущество, единый социальный налог, налог на транспортные средства и прочие налоги и отчисления. Но различные министерства и государственные ведомства, как и их представители, зачастую расходятся во мнениях относительно правовой интеграции тех и иных вопросов, что создает неопределенность и противоречия. Подготовка и представление налоговой отчетности вместе с другими компонентами системы налогообложения находятся в ведении и под контролем различных органов, имеющих законодательно закрепленное право налагать существенные штрафы, санкции и пени. Вследствие этого



налоговые риски в Казахстане существенно превышают риски, характерные для стран с более развитой фискальной системой.

#### ***Производственный риск***

Производственный риск – это вероятность убытков или дополнительных издержек, связанных со сбоями или остановкой производственных процессов, нарушением технологии выполнения операций, низким качеством и количеством добываемого сырья или работы персонала и т.п.

В данном проекте производственный риск связан с эксплуатацией действующих и запроектированных объектов месторождения. При определении производственного риска по настоящему проекту стоит учитывать, что в проекте предусмотрено применение высокоавтоматизированного производства, современного высококачественного оборудования, которое соответствует бесперебойной добыче нефти.

Поскольку предполагается, что эксплуатацию действующих и запроектированных объектов будет производить компания, как АО «Каражанбасмунай», имеющая высококвалифицированных специалистов и рабочих, которые будут соблюдать все существующие нормы и правила, риск производственного характера должен быть сведен до минимума.

На основе прогнозирования всех возможных рисков руководству предприятия необходимо разработать программу воздействия, посредством которой необходимо добиться устойчивости проекта в случае возникновения отклонений от заданных параметров.

#### ***4.2.9 Анализ чувствительности проекта***

Анализ чувствительности инвестиционного проекта - это характеристика его устойчивости. При анализе устойчивости его анализируют с позиции основных экономических характеристик эффективности.

Использованные в расчетах показатели различны не только по своему смыслу, но и по степени определенности принятых значений. Например, ставки налогов установлены законодательством и известны с высокой степенью достоверности. Значения же принятых эксплуатационных расходов и капитальных вложений определялись на основе расчетов. В определенной степени это относится и к доходной части, так как цена реализации нефти была принята на основе макроэкономических показателей АО НК «КМГ» и АО «Самрук-Казына», что предполагает изменение использованных макроэкономических показателей.

В данном разделе по рекомендуемому третьему варианту проведен расчет чувствительности проекта на изменение чистой приведенной стоимости денежного потока



(NPV-11,5%), при изменении от базовой величины, как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения следующих исходных факторов:

- объем добычи нефти;
- цены реализации продукции;
- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты;
- WACC (ставка средневзвешенной стоимости капитала).

Проведенные расчеты свидетельствуют, что проект является устойчивым к изменению капитальных вложений, эксплуатационных затрат и ставки WACC в пределах увеличения их стоимости на 40%, так как в этом случае проект сохраняет экономическую эффективность. Увеличение объема добычи нефти и цены на нефть делает проект еще более эффективным, тогда как при снижении указанных показателей на 40% и более, проект теряет свою достигнутую эффективность. Для повышения эффективности проекта необходимо стремиться к снижению расходов и увеличению доходов.

Таким образом, наиболее чувствителен данный проект к изменению цены реализации на нефть. В целом, расчеты показали, что у проекта есть определенный запас прочности к изменению основных экономических показателей в пределах 30% в сторону ухудшения.

Для наглядной демонстрации влияния переменных показателей на критерии экономической эффективности проведен анализ чувствительности проекта, представленный на рисунках 4.3.9 - 4.3.10.



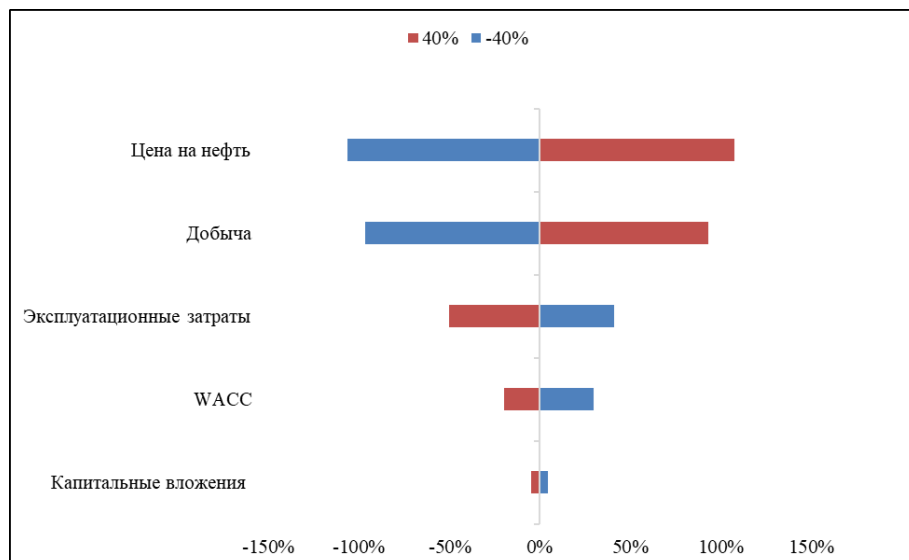


Рисунок 4.2.9- Чувствительность проекта к изменению NPV на факторном анализе «Торнадо»

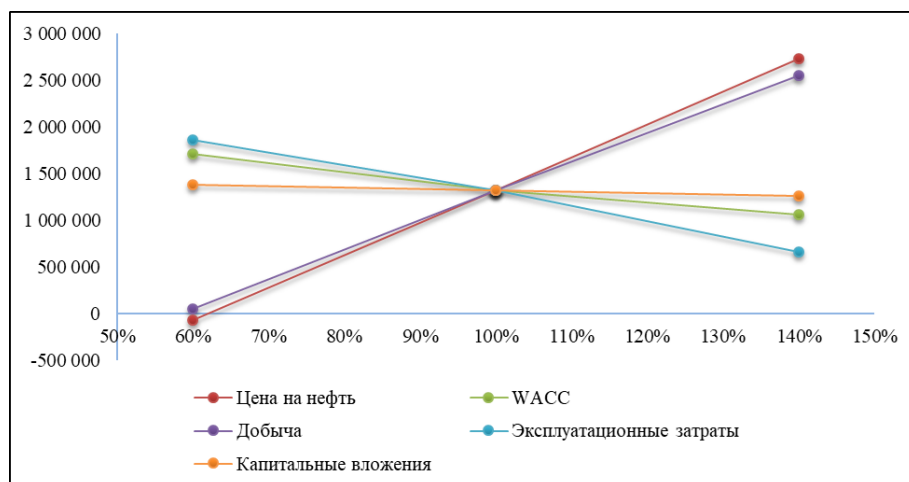


Рисунок 4.2.10- Чувствительность проекта к изменению NPV на факторном анализе «Паук»

#### 4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

Расчет коэффициентов извлечения производился по зонам насыщения эксплуатационных объектов по формуле:

$$K_{но} = K_1 * K_2 * K_3 \quad [23],$$

где  $K_1$  - коэффициент охвата процессом вытеснения (коэффициент сетки



скважин), показывающий долю дренируемого объема нефтяных пластов при данной системе размещения скважин:

$$K_1 = K_1' * K_1'' \quad [24],$$

где  $K_1'$  - коэффициент, показывающий возможную долю вовлечения в разработку запасов нефти водонефтяных зон. Для чисто нефтяных зон принят равным 1. Для водонефтяных зон определяется по формуле

$$K_1' = 1 - (h_{n \min} / h_{\text{эф}}^{\text{внз}})^2 \quad [25],$$

где  $h_{n \min}$  - минимальная нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы нефти не отбираются по экономическим соображениям;

$K_1''$  - коэффициент охвата по толщине отдельного продуктивного объекта определяется по формуле

$$K_1'' = e^{-\alpha s'}$$

$$\text{где } \alpha = W^2 / d^2 \quad [26],$$

где  $s'$  - площадь залежи, приходящаяся на одну проектную скважину;

$W^2$  - доля неколлектора по площади объекта;

$d^2$  - характеристический размер залежи;

$K_2$  - коэффициент вытеснения нефти, был определен по результатам экспериментов вытеснения нефти холодной, горячей водой на образцах кернового материала месторождения Каражанбас (см. разд. 2.3).

Таблица 4.3.1 - Коэффициенты вытеснения по объектам и участкам месторождения

| Коэффициент вытеснения по участкам, д.ед.                     |       |       |        |       |       |        |       |       |        |
|---|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|
| I   |       |       |        | II    |       |        | III   |       |        |
| Центр   | Север | Запад | Восток | Центр | Запад | Восток | Центр | Запад | Восток |
| Коэффициент вытеснения нефти водой при температуре 25-30 °С   |       |       |        |       |       |        |       |       |        |
| 0,513   | 0,513 | 0,513 | 0,591  | 0,513 | 0,513 | 0,513  | 0,494 | 0,494 | 0,513  |
| Коэффициент вытеснения нефти водой при температуре 80 °С      |       |       |        |       |       |        |       |       |        |
| 0,644   | 0,644 | 0,644 | 0,644  | 0,644 | 0,644 | 0,644  | 0,584 | 0,644 | 0,644  |
| Коэффициент вытеснения нефти паром при температуре 150-300 °С |       |       |        |       |       |        |       |       |        |
| 0,741   | 0,741 | 0,741 | 0,741  | 0,741 | 0,723 | 0,741  | 0,723 | 0,723 | 0,741  |

Для расчета были приняты следующие коэффициенты вытеснения:

Вытеснение водой с температурой 25 - 30 °С -  $K_2 = 0,494 - 0,513$  д.ед.

Вытеснение водой с температурой 80 °С -  $K_2 = 0,584 - 0,644$  доли.ед.

Коэффициент вытеснение паром -  $K_2 = 0,723 - 0,741$  д.ед.

Коэффициент заводнения  $K_3$  зависит от зональной и послойной неоднородности пластов по проницаемости, соотношения вязкости нефти и воды, системы размещения скважин, а также предельной обводненности добываемой продукции.



$$K_3 = K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) A, \quad (5)$$

$$K_{3H} = 1 / (1,2 + 4,2V^2), \quad (6)$$

$$K_{3K} = 1 / (0,95 + 0,25V^2), \quad (7)$$

$$A = A_{B2} / [A_{B2} + (1 - A_{B2}) \mu_0], \quad (8)$$

$$\mu_0 = 0,5(1 + \mu^*) \rho^*, \quad (9)$$

$$\rho^* = \rho_B b_H / \rho_H, \quad (10)$$

$$\mu^* = \mu_H K_2^{1,5} / \mu_B. \quad (11)$$

Здесь  $V^2$  – результирующая расчетная неоднородность пласта;

$V^2_1$  – послойная неоднородность пласта по проницаемости ( $k$ ), выраженная через квадрат коэффициента вариации

$$V_1^2 + 1 = [(k^2)_{cp} / (k_{cp})^2]; \quad (12)$$

$V^2_3$  – обусловленная зональной неоднородностью пласта неравномерность стягивания фронтов с разных сторон от различных нагнетательных скважин к стягивающей добывающей

$$V^2_3 + 1 = (V^2_z + 1) / [(V^2_z/5) + 1]; \quad (13)$$

$$V^2_z + 1 = [(\eta^2)_{cp} / (\eta_{cp})^2], \quad (14)$$

где  $\eta$  – коэффициент продуктивности скважин;  $V^2_z$  – зональная неоднородность пласта;

$A$  и  $A_{B2}$  – расчетная и принятая предельная массовая обводненность продукции залежи;

$b_H$ ,  $\rho_H$  и  $\rho_B$  – объемный коэффициент, плотность нефти и воды в пластовых условиях;  $\mu_H$  и  $\mu_B$  – вязкость нефти и воды в пластовых условиях.

Если соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин значительно больше 1 ( $m > 1$ ), результирующая расчетная неоднородность пласта определяется так:

$$(1 + V^2) = (V_1^2 + 1) * \{ 1 + [(0,1 * 2 * \mu_B / (1 + \mu^*)) + 1] * ((V_3^2 + 1) / (V_3^2/4 + 1)) - 1 \} * 2 / (1 + m) * (4 \Delta L^2 / S^2 + 1), \quad (15)$$

Для оценки экономически рентабельного КИН проводились расчеты прогнозных технологических показателей разработки. Расчеты проводились по всем горизонтам с использованием аналитической методики.

Для определения коэффициента извлечения нефти по горизонту Ю-III была использована статистическая зависимость С.В.Кожакина, учитывающая условия разработки залежи на естественном водонапорном режиме.

$$\eta = 0,507 - 0,167 * \lg \mu_0 + 0,0275 * \lg K - 0,05 * W_k + 0,0018 * h + 0,071 * k_H - 0,000855 * S$$

где  $\eta$  – коэффициент извлечения нефти при водонапорном режиме, доли ед.;





- $\mu_0$  - Отношение вязкости пластовой нефти к  
- вязкости пластовой воды, д.ед.;
- $K$  - Проницаемость, м<sup>2</sup>;
- $W_k$  - Коэффициент вариации проницаемости;
- $h$  - Средняя нефтенасыщенная толщина, м;
- $K_{п}$  - Коэффициент песчанности;
- $S$  - Плотность сетки скважин, га/скв;

В ГКЗ РК в 2021 г. был утвержден КИН по участкам разработки и месторождению в целом. Значения расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр по территориям и объектов до конца расчетного периода разработки (98% обводненности) и сравнение их с утвержденными величинами, для основных вариантов разработки приведены в таблице 4.3.2.

Таблица 4.3.2 - Месторождение Каражанбас. Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки

| коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки |                              |          |       |       |
|--|------------------------------|----------|-------|-------|
| КИН, д.ед.   | КИН, расч.<br>в2021 г, д.ед. | Варианты |       |       |
|  |                              | I        | II    | III   |
| I Объект, северный участок                             |                              |          |       |       |
| K <sub>1</sub>   | 0,846                        | 0,846    | 0,846 | 0,846 |
| K <sub>2</sub>   | 0,741                        | 0,741    | 0,741 | 0,741 |
| K <sub>3</sub>   | 0,358                        | 0,358    | 0,358 | 0,358 |
| КИН  | 0,224                        | 0,224    | 0,224 | 0,224 |
| УТВ в ГКЗ КИН  | 0,217                        | 0,188    | 0,206 | 0,216 |
| I Объект, Западный участок                             |                              |          |       |       |
| K <sub>1</sub>   | 0,721                        | 0,721    | 0,721 | 0,721 |
| K <sub>2</sub>   | 0,741                        | 0,741    | 0,741 | 0,741 |
| K <sub>3</sub>   | 0,489                        | 0,489    | 0,489 | 0,489 |
| КИН  | 0,261                        | 0,261    | 0,261 | 0,261 |
| УТВ в ГКЗ КИН  | 0,191                        | 0,176    | 0,196 | 0,216 |
| I Объект, Центральный участок                          |                              |          |       |       |
| K <sub>1</sub>   | 0,736                        | 0,736    | 0,736 | 0,736 |
| K <sub>2</sub>   | 0,741                        | 0,513    | 0,644 | 0,741 |
| K <sub>3</sub>   | 0,530                        | 0,632    | 0,560 | 0,530 |
| КИН  | 0,289                        | 0,239    | 0,266 | 0,289 |
| УТВ в ГКЗ КИН  | 0,243                        | 0,209    | 0,242 | 0,244 |
| I Объект, Восточный участок                            |                              |          |       |       |
| K <sub>1</sub>   | 0,949                        | 0,944    | 0,944 | 0,949 |
| K <sub>2</sub>   | 0,741                        | 0,741    | 0,741 | 0,741 |
| K <sub>3</sub>   | 0,608                        | 0,608    | 0,608 | 0,608 |
| КИН  | 0,428                        | 0,426    | 0,426 | 0,428 |
| УТВ в ГКЗ КИН  | 0,408                        | 0,391    | 0,396 | 0,408 |
| В целом по I объекту                                   |                              |          |       |       |
| УТВ в ГКЗ КИН  | 0,287                        | 0,261    | 0,278 | 0,290 |
| II Объект, Западный участок                            |                              |          |       |       |
| K <sub>1</sub>   | 0,846                        | 0,846    | 0,847 | 0,846 |
| K <sub>2</sub>   | 0,513                        | 0,513    | 0,644 | 0,513 |
| K <sub>3</sub>   | 0,418                        | 0,418    | 0,341 | 0,418 |
| КИН  | 0,182                        | 0,182    | 0,186 | 0,182 |
| УТВ в ГКЗ КИН  | 0,118                        | 0,084    | 0,112 | 0,113 |
| II Объект, Центральный участок                         |                              |          |       |       |
| K <sub>1</sub>   | 0,945                        | 0,944    | 0,947 | 0,945 |
| K <sub>2</sub>   | 0,741                        | 0,513    | 0,644 | 0,741 |
| K <sub>3</sub>   | 0,593                        | 0,698    | 0,625 | 0,593 |
| КИН  | 0,415                        | 0,338    | 0,381 | 0,415 |
| УТВ в ГКЗ КИН  | 0,351                        | 0,333    | 0,350 | 0,362 |
| II Объект, Восточный участок                           |                              |          |       |       |
| K <sub>1</sub>   | 0,989                        | 0,985    | 0,985 | 0,989 |
| K <sub>2</sub>   | 0,741                        | 0,741    | 0,741 | 0,741 |
| K <sub>3</sub>   | 0,478                        | 0,478    | 0,478 | 0,478 |
| КИН  | 0,351                        | 0,349    | 0,349 | 0,351 |



|                                 |       |       |       |       |
|---------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| УТВ в ГКЗ КИН                   | 0,315 | 0,285 | 0,291 | 0,302 |
| В целом по II объекту           |       |       |       |       |
| УТВ в ГКЗ КИН                   | 0,328 | 0,305 | 0,319 | 0,330 |
| III Объект, Западный участок    |       |       |       |       |
| K <sub>1</sub>                  | 0,909 | 0,909 | 0,909 | 0,909 |
| K <sub>2</sub>                  | 0,723 | 0,494 | 0,644 | 0,723 |
| K <sub>3</sub>                  | 0,295 | 0,418 | 0,323 | 0,295 |
| КИН                             | 0,194 | 0,188 | 0,189 | 0,194 |
| УТВ в ГКЗ КИН                   | 0,173 | 0,181 | 0,195 | 0,185 |
| III Объект, Центральный участок |       |       |       |       |
| K <sub>1</sub>                  | 0,925 | 0,925 | 0,925 | 0,925 |
| K <sub>2</sub>                  | 0,723 | 0,494 | 0,644 | 0,723 |
| K <sub>3</sub>                  | 0,346 | 0,477 | 0,379 | 0,346 |
| КИН                             | 0,232 | 0,218 | 0,226 | 0,232 |
| УТВ в ГКЗ КИН                   | 0,205 | 0,162 | 0,192 | 0,184 |
| III Объект, Восточный участок   |       |       |       |       |
| K <sub>1</sub>                  | 0,991 | 0,991 | 0,991 | 0,991 |
| K <sub>2</sub>                  | 0,741 | 0,741 | 0,741 | 0,741 |
| K <sub>3</sub>                  | 0,549 | 0,549 | 0,549 | 0,549 |
| КИН                             | 0,403 | 0,403 | 0,403 | 0,403 |
| УТВ в ГКЗ КИН                   | 0,393 | 0,393 | 0,386 | 0,393 |
| В целом по III объекту          |       |       |       |       |
| УТВ в ГКЗ КИН                   | 0,310 | 0,302 | 0,307 | 0,310 |
| IV Объект, Центральный участок  |       |       |       |       |
| УТВ в ГКЗ КИН                   | 0,151 | 0,056 | 0,157 | 0,160 |
| В целом по месторождению        |       |       |       |       |
| УТВ в ГКЗ КИН                   | 0,308 | 0,287 | 0,301 | 0,310 |



## 5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

### 5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.

Технико-экономическая оценка проведена по трем вариантам разработки, отличающимся между собой различными технико-технологическими характеристиками и системой разработки месторождения Каражанбас.

При принятых условиях и допущениях представленный проект обладает наибольшей экономической эффективностью по второму варианту. Для выбора наилучшего варианта разработки месторождения Каражанбас проведено сравнение результатов основных технико-экономических показателей по альтернативным вариантам, приведенных в сводной таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1– Интегральные экономические показатели за рентабельный период

| Наименование показателей                             | Ед.изм.        | Величина показателей по вариантам |                    |                    |
|--|----------------|-----------------------------------|--------------------|--------------------|
|  |                | 1                                 | 2                  | 3                  |
| <b>Рентабельный период</b>                           | <b>годы</b>    | <b>2021 - 2042</b>                | <b>2021 - 2042</b> | <b>2021 - 2043</b> |
| Добыча жидкости                                      | тыс.тонн       | 477 445                           | 462 082            | 525 872            |
| Добыча нефти   | тыс.тонн       | 33 680                            | 38 960             | 40 700             |
| Добыча попутного газа                                | млн.м3         | 937                               | 1 105              | 1 152              |
| Закачка воды   | тыс.тонн       | 112 045                           | 5 414              | 137 371            |
| Закачка пара   | млн.м3         | 93 554                            | 110 192            | 107 215            |
| <b>КИН за рентабельный период</b>                    | <b>д.е.</b>    | <b>0,287</b>                      | <b>0,304</b>       | <b>0,310</b>       |
| <b>Ввод новых скважин из бурения</b>                 | <b>сквж</b>    | <b>578</b>                        | <b>1 129</b>       | <b>1 395</b>       |
| Вертикальных добывающих                              | сквж           | 199                               | 726                | 877                |
| Наклонно-направленных                                | сквж           | 372                               | 391                | 471                |
| Паронагнетательные                                   | сквж           | 7                                 | 12                 | 47                 |
| <b>Суммарная выручка от реализации</b>               | <b>млн. \$</b> | <b>14 584,9</b>                   | <b>17 034,0</b>    | <b>17 939,4</b>    |
| <b>Капитальные затраты, (без НДС)</b>                | <b>млн. \$</b> | <b>218,0</b>                      | <b>458,4</b>       | <b>506,5</b>       |
| в строительство скважин                              | млн. \$        | 120,1                             | 237,5              | 298,6              |
| в нефтепромысловое строительство                     | млн. \$        | 98,0                              | 220,9              | 207,9              |
| Эксплуатационные затраты с уч. амортизации           | млн. \$        | 11 664,8                          | 14 010,4           | 14 382,5           |
| Эксплуатационные затраты (без амортизации)           | млн. \$        | 11 359,2                          | 13 552,5           | 13 883,1           |
| <b>Операционный доход</b>                            | <b>млн. \$</b> | <b>2 920,2</b>                    | <b>3 023,6</b>     | <b>3 556,9</b>     |
| <b>Чистая прибыль</b>                                | <b>млн. \$</b> | <b>2 234,7</b>                    | <b>2 202,0</b>     | <b>2 592,8</b>     |
| Полная себестоимость 1 тонны нефти                   | \$/тонна       | 346,26                            | 359,42             | 353,25             |
| Полная себестоимость 1 барреля нефти                 | \$/бнэ         | 47,89                             | 49,71              | 48,86              |
| Удельные КВЛ на 1 тонну нефти                        | \$/тонна       | 6,47                              | 11,77              | 12,44              |
| Удельные КВЛ на 1 баррель нефти                      | \$/бнэ         | 0,90                              | 1,63               | 1,72               |
| Удельные КВЛ на 1 тонну УВ                           | \$/тонна       | 1,67                              | 10,29              | 3,18               |
| Удельные эксплуатационные затраты на 1 тонну нефти   | \$/тонна       | 337,27                            | 347,86             | 341,11             |
| Удельные эксплуатационные затраты на 1 баррель нефти | \$/бнэ         | 46,65                             | 48,11              | 47,18              |
| <b>Чистые недисконтированные поступления</b>         |                |                                   |                    |                    |
| - до налогообложения                                 | млн. \$        | 7 714,0                           | 8 535,9            | 9 410,8            |
| - после налогообложения                              | млн. \$        | 2 409,6                           | 2 432,2            | 2 823,5            |
| - поступления Государству                            | млн. \$        | 5 304,4                           | 6 103,6            | 6 587,3            |
| <b>Чистые дисконтированные поступления, NPV</b>      |                |                                   |                    |                    |



| Наименование показателей            | Ед.изм.        | Величина показателей по вариантам |                   |                   |
|-------------------------------------|----------------|-----------------------------------|-------------------|-------------------|
|                                     |                | 1                                 | 2                 | 3                 |
| <b>- до налогообложения</b>         |                |                                   |                   |                   |
| при ставке дисконта в 7%            | млн. \$        | 4 419,9                           | 4 744,5           | 5 146,6           |
| при ставке дисконта в 11,5%         | млн. \$        | 3 366,0                           | 3 544,3           | 3 829,0           |
| при ставке дисконта в 14,34%        | млн. \$        | 2 820,2                           | 2 927,9           | 3 160,0           |
| <b>- после налогообложения</b>      |                |                                   |                   |                   |
| при ставке дисконта в 7%            | млн. \$        | 1 516,0                           | 1 479,5           | 1 698,1           |
| <b>при ставке дисконта в 11,5%</b>  | <b>млн. \$</b> | <b>1 202,2</b>                    | <b>1 147,9</b>    | <b>1 316,8</b>    |
| при ставке дисконта в 14,34%        | млн. \$        | 1 031,4                           | 968,8             | 1 113,7           |
| <b>- в бюджет Государства</b>       |                |                                   |                   |                   |
| при ставке дисконта в 7%            | млн. \$        | 2 903,8                           | 3 265,0           | 3 448,5           |
| при ставке дисконта в 11,5%         | млн. \$        | 2 163,8                           | 2 396,4           | 2 512,2           |
| при ставке дисконта в 14,34%        | млн. \$        | 1 788,8                           | 1 959,1           | 2 046,4           |
| <b>Срок окупаемости проекта, РР</b> | <b>год</b>     | <b>менее года</b>                 | <b>менее года</b> | <b>менее года</b> |
| <b>Индекс доходности, PI</b>        |                |                                   |                   |                   |
| при 0% дисконта                     | ед.            | 12,1                              | 6,3               | 6,6               |
| при ставке дисконта в 7%            | ед.            | 9,4                               | 5,2               | 5,8               |
| при ставке дисконта в 11,5%         | ед.            | 8,4                               | 4,7               | 5,5               |
| при ставке дисконта в 14,34%        | ед.            | 7,8                               | 4,5               | 5,3               |

### Выводы

#### Выводы

1. Проведенные расчеты показали, что за рентабельный период разработки самыми наилучшими технико-экономическими показателями обладает третий вариант, так как:

- **первый вариант** базовый вариант предполагает продолжение существующей системы разработки месторождения при сложившейся системе эксплуатации залежей. В рамках данного варианта планируется бурение эксплуатационных добывающих скважин в количестве 571, нагнетательных 4 и законтурных 3. Объемы добычи по первому варианту за рентабельный период составили 33 680 тыс. тонн нефти, что отразилось на уровне КИН, который самый низкий и составляет 0,287 д.е., NPV после налогообложения при ставке WACC 11,5% равен 1 202,2 млн.\$;
- **второй вариант** предполагает разработку месторождения с закачкой горячей воды на Западном и Центральном участках. И предусматривает бурение 1 117 добывающих, 9 нагнетательных и 3 законтурных скважин. За рентабельный период разработки ожидается объем добычи нефти – 38 960 тыс.тонн, попутного газа – 1 105 млн.м<sup>3</sup>, значение рентабельного КИН – 0,304 д.е. NPV после налогообложения при ставке WACC 11,5% равен 1 147,9 млн.\$. Стоит отметить, что уровень основных технико-экономических показателей второго варианта ниже по сравнению с третьим вариантом.
- **третий вариант** предусматривает разработку месторождения с бурением 1 348 добывающих, 44 нагнетательных и 3 законтурных скважин.



Проводимые мероприятия оказывают положительное влияние на увеличение добычи нефти, а, следовательно, и доходной части данного варианта. За рентабельный период проекта ожидается объем добычи нефти – 40 700 тыс. тонн, попутного газа – 1 152 млн.м<sup>3</sup>, значение рентабельного **КИН – 0,310** д.е. Данный вариант имеет наиболее выгодные экономические показатели и превосходит альтернативные варианты по основному показателю, определяющему выбор рекомендуемого варианта и эффект проекта - чистым дисконтированным поступлениям недропользователя NPV, которые за рентабельный период эксплуатации составляют самые высокие положительные значения при ставках дисконта 7%, 11.5% и 14.34% соответственно 1 698,1 млн.\$, 1 316,8 млн.\$, 1 113,7 млн.\$., дисконтированный срок окупаемости проекта - менее года, PI при ставке WACC 11,5% равен 5,5 д.е;

2. Проведенные технико-экономические расчеты показали, что по **третьему варианту** экономические показатели оказались лучше, чем по двум альтернативным вариантам разработки месторождения Каражанбас. По третьему варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости, а также по нему ожидается самый долгий рентабельный период из всех рассматриваемых вариантов.

По результатам проведенного технико-экономического анализа наилучшими технико-экономическими показателями характеризуется **третий вариант**, который рекомендуется к реализации.



## 6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

### 6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

#### 6.1.1 Состояние эксплуатационного фонда месторождения Каражанбас

По состоянию на 01.07.2020 г. эксплуатационный добывающий фонд месторождения Каражанбас составляет 2875 скважин, из них 2855 скважин находятся в действующем фонде, 20 скважин в бездействующем фонде по причинам: обводнение, аварии ПО, нарушения эксплуатационной колонны.

Эксплуатационный нагнетательный фонд месторождения Каражанбас составляет 768 скважин, 751 скважина находится в действующем фонде, из них водонагнетательные – 452 действующие, 17 бездействующие и паронагнетательные действующие 299 скважин.

17 скважин в бездействующем фонде по причинам: нарушения эксплуатационной колонны, заколонные перетоки, низкая приемистость, различные технологические.

Фонд добывающих действующих скважин (100%) эксплуатируется: фонтанным способом – 38 скважинами (1,3%) и механизированным способом – 2810 скважинами (98,7%). Из механизированного фонда эксплуатируются установками штанговых винтовых насосов (УВШН)-1482 скважины и установками штанговых глубинных насосов (УШГН) – 1328 скважин.

Таблица 6.1.1– Состояние фонда скважин на 01.07.2020 г.

| Наименование    | Категория скважин   | Количество скважин по объектам |             |            |           |           |          |             |
|-----------------|---------------------|--------------------------------|-------------|------------|-----------|-----------|----------|-------------|
|                 |                     | I                              | II          | III        | I-II      | I-II-III  | I-III    | II-III      |
| Добывающие      | <b>Всего</b>        | 1229                           | 915         | 642        | 77        | 1         | 2        | 9           |
|                 | в т.ч. действующие: | 1217                           | 908         | 642        | 76        | 1         | 2        | 9           |
|                 | из них: фонтанные   | 12                             | 26          | 0          | 0         | 0         | 0        | 0           |
|                 | механизированные    | 1205                           | 878         | 639        | 76        | 1         | 2        | 9           |
|                 | УВШН                | 822                            | 407         | 208        | 40        | 1         | 1        | 3           |
|                 | УШГН                | 383                            | 471         | 431        | 36        | 0         | 1        | 6           |
| Нагнетательные  | бездействующие      | 12                             | 7           | 0          | 1         | 0         | 0        | 0           |
|                 | <b>Всего</b>        | 343                            | 266         | 154        | 5         | 0         | 0        | 0           |
|                 | в т.ч. действующие  | 338                            | 257         | 151        | 5         | 0         | 0        | 0           |
|                 | бездействующие      | 5                              | 9           | 3          | 0         | 0         | 0        | 0           |
|                 | Водонагнетательные  | 223                            | 164         | 60         | 5         | 0         | 0        | 0           |
|                 | бездействующие      | 5                              | 9           | 3          | 0         | 0         | 0        | 0           |
| Специальные     | Паронагнетательные  | 115                            | 93          | 91         | 0         | 0         | 0        | 0           |
|                 | бездействующие      | 0                              | 0           | 0          | 0         | 0         | 0        | 0           |
|                 | Контрольные         | 167                            | 167         | 21         | 7         | 0         | 0        | 0           |
| Ликвидированные | Законтурные ВНС     | 0                              | 17          | 22         | 0         | 0         | 0        | 21          |
|                 | <b>Всего</b>        | 49                             | 51          | 5          | 9         | 13        | 6        | 5           |
| <b>Итого</b>    |                     | <b>1788</b>                    | <b>1416</b> | <b>844</b> | <b>98</b> | <b>14</b> | <b>8</b> | <b>35</b>   |
|                 |                     |                                |             |            |           |           |          | <b>4203</b> |

Наземное оборудование фонтанной скважины представлено фонтанной арматурой марки АФК1 65х21 на рабочее давление 21 МПа с проходным диаметром ствола и проходным диаметром боковых отводов 65 мм. Боковой отвод арматуры оборудуется



штуцером для поддержания соответствующего давления и установления оптимального режима работы скважины.

**Подземное оборудование фонтанной скважины** оборудовано насосно-компрессорными трубами условным диаметром 73 мм. Спуск НКТ осуществляется до интервала перфорации.

На 01.07.2020г. по месторождению фонтанные скважины характеризуются средними дебитами по жидкости 28,4 м<sup>3</sup>/сут, по нефти 0,7 т/сут при средней обводненности 98%

В процессе эксплуатации, вследствие падения пластового давления и роста обводнённости фонтанные скважины необходимо переводить на механизированный способ добычи.

Механизированный фонд добывающих скважин эксплуатируется установками плунжерных штанговых глубинных насосов (УПШН) и установками штанговых винтовых насосов (УВШН). На 01.07.2020г. скважины, оборудованные УПШН работают со средним дебитом жидкости 21,8 м<sup>3</sup>/сут, нефти 2,7 т/сут и обводненностью 88%, а оборудованные УВШН - со средним дебитом жидкости 23,2 м<sup>3</sup>/сут, нефти 2,3 т/сут и обводненностью 90%

**Наземное оборудование УПШН** оборудовано:

- станками-качалками типа: СК-3, СКД-3, СКР-4, СК-6К, СК-6Р, СКД-6, ПНШТ-6 грузоподъемностью 3, 4, 6 тонн;
- редукторами типа Ц2НШ;
- электродвигателями со скоростью вращения вала 750, 1000 и 1500 об/мин;
- трансформаторными подстанциями; станциями управления; кабельными линиями.

**Устьевое оборудование** состоит из штока устьевого ГОСТ Р-51161-2002; сальника устьевого типа СУСГ1-73-31, СУСГ2-73-31; устьевого оборудования типа АУШГН и УО-35.

**Подземное оборудование УПШН** состоит из глубинных плунжерных насосов типа Precision, THM, Shl, HH, PZhG, Insert-50, SY, Kerui с диаметром 44, 57, 70 мм, насосно-компрессорных труб (НКТ) в основном 73 мм (2,5") и 89 мм (3,5"). Наиболее применимыми являются насосы диаметрами 44 и 57 мм. Средняя глубина спуска насоса 297 м. Насосы спущены на двухступенчатой колонне штанг 19-22 мм. Здесь надо отметить, что для условий работы насосных установок в вязкой среде дополнительно используются утяжеленные штанги. Также дополнительно низ колонны оборудуется воронкой, косым срезом, газосепаратором, якорем, подвесными и стационарными фильтрами.

По состоянию на 01.07.2020г. действующий фонд добывающих скважин, эксплуатируемых УВШН составляет 1482 ед.

На месторождении Каражанбас применяются следующие типы винтовых насосов:



BMW, MOYNO, BL, KUDU, GLB, G, PSM, TR, NETZSCH, GERIMIA. производительностью 4, 7, 10, 16, 17, 27, 28, 30, 42, 44, 64, 75, 83, 120 м<sup>3</sup>/сут на 100 об/мин. Большинство скважин оборудованы насосами фирмы TR и KUDU. Частота вращения обычно находится в пределах 40-290 оборот/мин. Средняя глубина спуска насоса 295 метров.

Статоры насосов спущены в скважину на НКТ диаметрами 60, 73 или 89 мм. Роторы насосов небольшой производительности спущены в скважину, в основном, на одноступенчатых колоннах штанг диаметром 19 или 22 мм. Роторы насосов средней и высокой производительности спущены на одноступенчатых колоннах штанг Ø 22 мм.

Наземное и подземное оборудование фонда добывающих скважин месторождения Каражанбас полностью соответствует принятому в существующем на данный момент проектом документе.

В целом по месторождению на 01.07.2020г. скважины характеризуются средними дебитами по жидкости 24 м<sup>3</sup>/сут, по нефти 1,9 т/сут при средней обводненности 92 %.

#### **6.1.2 Технологические условия эксплуатации скважин**

Выбор техники и технологии добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и заданных условий эксплуатации скважин, рекомендуемого варианта разработки. Анализ данных эксплуатации скважин позволил выделить основные условия, характерные для данного месторождения и влияющие на выбор способа эксплуатации:

- средняя глубина залегания продуктивных горизонтов 315,3 м;
- начальное пластовое давление составляло от 3,9 до 5,4 МПа; среднее пластовое давление по данным замеров составило 1,98 МПа;
- давление насыщения нефти газом в пределах от 1,12 МПа до 3,25 МПа;
- газосодержание нефти по залежам изменяется от 4,7 м<sup>3</sup>/т до 9,21 м<sup>3</sup>/т;
- вязкость нефти в пластовых условиях изменяется от 378 мПа\*с до 554 мПа\*с.;
- содержание парафина 1,6-1,8% масс., содержание серы 1,61-1,72 % масс.
- скважины характеризуются средней и низкой продуктивностью.

#### **6.1.3 Обоснование предельных условий фонтанирования скважин**

Для выбора рекомендуемого способа эксплуатации месторождения Каражанбас необходимо рассмотреть различные способы, начиная с самого экономически выгодного – фонтанного. Фонтанирование скважин обусловлено гидростатическим напором пласта и энергией выделившегося из нефти газа. Фонтанный способ эксплуатации является наименее затратным и наименее трудоёмким способом извлечения нефти из скважин с





использованием естественной пластовой энергии. Но при недостаточном наборе факторов, обуславливающих стабильное фонтанирование, как-то: высокие пластовое давление, газовый фактор, коэффициент продуктивности скважин – достижение проектных дебитов фонтанным способом не будет обеспечено. В том случае, когда режим пласта не позволяет поддерживать приемлемый отбор, а в ряде случаев вообще не обеспечивает приток пластовых флюидов к скважине, необходим перевод скважин на механизированную добычу.

Правильность эксплуатации и обеспечение более длительного и бесперебойного фонтанирования скважин заключается в том, чтобы обеспечить оптимальный дебит при возможно меньшем газовом факторе с минимальными потерями давления в подъемнике (фонтанирование на оптимальном режиме). Для создания таких условий фонтанирования и определения условий перевода скважин на механизированную добычу, необходимо оценить предельные (минимальные) давления фонтанирования скважин (при условиях  $P_{заб} < P_{нас}$  и  $P_{заб} \geq P_{нас}$ ) и предельную обводненность (при которой скважины прекращают фонтанировать), а также обосновать выбор соответствующего наземного и подземного оборудования. Для расчета и обоснования предельных забойных давлений и предельную обводненность, произведены гидравлические расчеты по методике И. Т. Мищенко. Исходные данные физико-химических свойств и скважинных параметров для расчетов представлены в таблице 6.1.2

В процессе эксплуатации, вследствие падения пластового давления и роста обводненности, дебиты фонтанных скважин снижаются и скважины переводятся на механизированный способ добычи.

**Таблица 6.1.2– Исходные данные для расчёта предельных забойных давлений фонтанирования**

| Глубина, м | Давление насыщения, МПа | Газосодержание, м <sup>3</sup> /т | Плотность нефти в пл. усл., кг/м <sup>3</sup> | Плотность дегаз. нефти при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> | Плотность воды в пл. усл., кг/м <sup>3</sup> |
|------------|-------------------------|-----------------------------------|---|---|--|
| 315,3      | 1,693                   | 6,334                             | 920,95  | 932,30  | 1033   |

Результаты произведённых гидравлических расчётов отображены в таблице 6.1.3.

**Таблица 6.1.3– Предельные условия фонтанирования при Р<sub>уст.</sub> 0,1; 0,3; 0,5 МПа.**

| Коэф. Растворимости $\alpha$ , 1/МПа | Гэф м <sup>3</sup> /т при Р <sub>уст.</sub> |           |      | Глубина, где давление равно Р <sub>нас</sub> , h, м при Р <sub>уст.</sub> |           |           | Макс. глубина спуска колонны НКТ, Нб <sub>макс</sub> , м при Р <sub>уст.</sub> |           |           | Р <sub>заб.пл.</sub> МПа, при Р <sub>уст.</sub> |      |      | Предельная обводненность В, % при Р <sub>уст.</sub> |          |      |
|--------------------------------------|---|-----------|------|---|-----------|-----------|--|-----------|-----------|---|------|------|---|----------|------|
|                                      | 0.1   | 0.3       | 0.5  | 0.1   | 0.3       | 0.5       | 0.1  | 0.3       | 0.5       | 0.1   | 0.3  | 0.5  | 0.1   | 0.3      | 0.5  |
| 14,438                               | 11,5<br>6                                   | 10,0<br>1 | 8,46 | 175,<br>2   | 153,<br>2 | 131,<br>2 | 328,<br>8  | 247,<br>7 | 193,<br>1 | 1,57  | 2,03 | 2,79 | 76,<br>6  | 57,<br>8 | 38,1 |

В реальных условиях нефтяных промыслов процесс фонтанирования осуществляется при условиях, когда  $P_{заб.} < P_{нас.}$  или  $P_{заб.} \geq P_{нас.}$



При соблюдении условия  $P_{заб} \geq P_{нас}$  рассчитывается средний коэффициент растворимости по формуле:

$$\alpha = \frac{G * \rho_{нд}}{10^3 (P_{нас} - 0,1)};$$

Далее вычисляется эффективно действующий газовый фактор по формуле:

$$G_{эф} = \frac{1}{2} * (G_0 - 10^3 * \alpha * \frac{P_{уст}}{\rho_{нд}}) * (1-B);$$

Прежде чем вычислить величину  $h$  по формуле  $h = \frac{(P_{нас} - P_{уст}) * 10^6}{(\rho_n * g)}$ , рассчитываем среднюю плотность нефти в подъёмнике:

$$\rho_n = \frac{\rho_{нп} + \rho_{нд}}{2};$$

Рассчитываем максимальную глубину спуска колонны НКТ (башмака)  $H_{бmax}$ , где давление равно  $P_{нас}$ :

$$H_{бmax} = 0,5 * \left( h + \sqrt{h^2 + 326,03 * h * G_{эф} * d^{0,5} * \log \frac{P_{нас}}{P_{уст}}} \right);$$

Минимальное забойное давление фонтанирования рассчитывается по формуле принимая  $\rho_{ж} = \rho_{нп}$ :

$$P_{заб.min} = P_{нас} + (L_c - H_{бmax}) * \rho_{ж} * g * 10^{-6}$$

Из результатов произведённых гидравлических расчётов следует, что минимальные забойные давления для фонтанирования обеспечиваются:

- при устьевом давлении  $P_y = 0,1$  МПа до достижения  $P_{забmin} = 1,57$  МПа;
- при устьевом давлении  $P_y = 0,3$  МПа до достижения  $P_{забmin} = 2,03$  МПа;
- при устьевом давлении  $P_y = 0,5$  МПа до достижения  $P_{забmin} = 2,79$  МПа.

Предельная обводнённость при которой возможно фонтанирование, для условия, когда  $P_{заб} < P_{нас}$  рассчитывается по формуле:

$$B = \frac{1}{1 + \frac{1,227 * 10^{-2} * H_0^2 * g (\rho_v - \rho_n)}{\left[ G_{эф} - 10^3 * \frac{\alpha}{\rho_{нд}} * \frac{(P_{заб} + P_{уст})}{2} \right] * d^{0,5} (P_{заб} - P_{уст}) * \log \frac{P_{заб}}{P_{уст}} * 10^6}}$$

Из результатов произведённых гидравлических расчётов следует, что предельная обводнённость при фонтанировании по НКТ с внутренним диаметром 0,062м возможно:

- при устьевом давлении  $P_y = 0,1$  МПа до обводнённости 76,6%;
- при устьевом давлении  $P_y = 0,3$  МПа до обводнённости 57,8%;



-при устьевом давлении  $P_y=0,5$  МПа до обводнённости 38,1%;

Гидродинамические расчёты показали, что с увеличением обводнённости (от 38 до 77%) предельные забойные давления фонтанирования возрастают до значений (в среднем на 2,03 МПа), при которых, создаваемая депрессия сможет обеспечить планируемые дебиты в скважинах с более высокой продуктивностью. В противном случае фонтанный способ эксплуатации, становится нерациональным.

В процессе эксплуатации скважины её дебит изменяется вследствие падения пластового давления или роста обводнённости продукции. Расчет режимов работы скважин приведен для подъемника с наружным диаметром 73 мм и внутренним 62 мм. Выбор лифта диаметром 73 мм проведен с учетом соответствия фактической производительности скважин и возможности проведения различных технологических операций. Устье фонтанных скважин должно быть оборудовано фонтанной арматурой АФК1-65×65×21 на рабочее давление 21 МПа с проходным диаметром ствола 65 мм и проходным диаметром боковых отводов 65 мм с ручным способом управления. Боковой отвод арматуры оборудуется штуцером для поддержания соответствующего давления и установления оптимального режима работы скважины.

Гидродинамические расчёты показали, что при высоком темпе обводнения и минимального забойного давления не обеспечивается длительная устойчивая эксплуатация скважин. Поэтому для реализации потенциальных дебитов скважины целесообразно переводить на механизированный способ эксплуатации.

#### **6.1.4 Обоснование и выбор способов механизированной добычи**

Выбор наиболее предпочтительного способа механизированной эксплуатации определяется глубиной залегания продуктивного горизонта, продуктивностью скважины, совокупностью осложнений характерных для эксплуатации конкретной скважины, а также экономической целесообразностью внедрения того или иного вида оборудования.

Результаты расчетов показали, что фонтанные скважины, с учетом падения пластового давления и увеличения обводнённости, будут планомерно, переводится на механизированный способ добычи. Кроме того, на механизированный способ добычи будут переводиться новые скважины, разрабатывающие I основной объект разработки (восточный участок), что подтверждается результатами эксплуатации.

Реализовать потенциальные возможности скважины представляется возможным, оказывая достаточно высокую депрессию на пласт. На основании прогнозируемых отборов произведена оценка возможности достижения прогнозных дебитов располагаемым оборудованием механизированной добычи.



**Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН)** на месторождении не применяются, так как этот способ эксплуатации обеспечивает большие, по сравнению с УПШН, отборы и используется, как правило, на скважинах, где возможно осуществить отборы от 60 до 1500 м<sup>3</sup>/сут. Однако УЭЦН плохо работают в условиях коррозионно-агрессивной среды, высокой температуры (более 90°С) и высокого газового фактора.

В настоящее время производителями УЭЦН выпускаются насосы для различных условий эксплуатации. Следует учесть, что эффективность внедрения УЭЦН может быть снижена из-за возможного влияния высоких температур (>90°С) на работу оборудования и высокого газосодержания продукции. В большинстве случаев работа УЭЦН эффективна в высокообводнённых глубоких скважинах с дебитами жидкости более 50 м<sup>3</sup>/сут. При добыче высоковязкой нефти работа УЭЦН характеризуется существенным снижением КПД насоса. ЭЦН чувствительны к системе охлаждения и температурному режиму. При откачке газонасыщенных смесей КПД насоса значительно уменьшается, поэтому необходимо устанавливать газосепаратор на валу насоса перед первой ступенью.

Для ЭЦН также характерна низкая надежность работы кабеля и погружного электродвигателя, особенно в скважинах с высокими температурами.

На данный период эксплуатации для реализации прогнозных уровней добычи внедрение УЭЦН не целесообразно, т. к. ожидаемые дебиты могут быть получены применением установок плунжерных и винтовых насосов с меньшими капитальными и эксплуатационными затратами.

Эффективным способом механизированной добычи является **газлифтный**, хотя он и требует высоких первоначальных затрат на оборудование.

Газлифтный способ эксплуатации на месторождении не применяется. Газлифтный способ эксплуатации практически не ограничен глубиной скважин, является высокопроизводительным, так как обеспечивает дебит до 1800 т/сут. Его реализация возможна при наличии газа высокого давления, что при необходимости строительства высоконапорной компрессорной станции требует значительных первоначальных капитальных вложений.

На скважинах газлифт осуществляется с помощью компрессора. Газ, поступающий от компрессора, подогревается в печах для предотвращения образования гидратов. При проектировании газлифтного подъемника следует руководствоваться следующим:

- диаметр подъемных труб должен соответствовать проектному дебиту скважины;
- предусмотреть возможность рационального использования колонны подъемных труб ступенчатой конструкции



- при ступенчатой колонне: верхнюю секцию следует устанавливать до глубины установки последнего (рабочего) газлифтного клапана; в случае отложения парафина в НКТ верхнюю секцию желательно опускать ниже глубины начала отложения парафина;
- башмак колонны подъемных труб в общем случае следует устанавливать на 10м выше ВДФ;
- на этой же глубине следует устанавливать пакер, в случае его применения;
- оптимальный диаметр газлифтного подъемника, если известны забойное давление  $P_{\text{заб.}}$ , минимально допустимое давление на устье скважины  $P_{\text{у.}}$  и дебит  $Q_{\text{жв.}}$ , рекомендуется определять по формуле А.П. Крылова

$$D_{\text{т опт}} = 0,263 \sqrt{\frac{1}{\rho_0}} \sqrt[3]{\frac{Q_{\text{жв}}}{1 - \rho_0}}, \text{ м}$$

Где  $Q_{\text{жв}}$  - дебит жидкости в нормальных условиях, м<sup>3</sup>/сут;

$\rho_0$  - среднее значение обобщенного гидродинамического градиента давления ГЖС в подъемных трубах, кг/м<sup>3</sup>.

Выбор оптимальной величины рабочего давления и удельного расхода газа системы газлифта обычно производят по наименьшему расходу энергии  $W$  кДж/м<sup>3</sup> на подъем единицы объема жидкости.

На период эксплуатации подземное оборудование газлифтных скважин оснащается насосно-компрессорными трубами диаметром 73 мм с газлифтными клапанами. Количество клапанов марки – КГ-25 варьируется от 1 до 5 единиц (пусковые муфты). Спуск НКТ с воронкой осуществляется до глубины на 10м выше ВДФ. Устье газлифтных скважин оборудуется фонтанной арматурой типом АФКЗ-65 с проходным диаметром ствола и проходным диаметром боковых отводов 65 мм. Боковой отвод арматуры оборудуется штуцером для поддержания соответствующего давления и установления оптимального режима работы скважины. Применение газлифтных клапанов извлекаемого типа позволяет проводить их замену с помощью канатной техники без привлечения бригад ПРС, что сокращает затраты на подземный ремонт скважин.

Эксплуатация скважин газлифтными установками на месторождении Каражанбас с малыми глубинами, в низком диапазоне дебитов, обводненности до 90% и газосодержании представляется неэффективной и нецелесообразной.

*Эксплуатация скважин установками плунжерных штанговых насосов (УПШН)*

Механизированный способ добычи нефти на данный момент на месторождении Каражанбас реализуется основными двумя насосными видами:

- установками плунжерных штанговых глубинных насосов (УПШН);



- *установками винтовых штанговых насосов (УШВН).*

Способ эксплуатации скважин установками плунжерных штанговых насосов (УПШН) обеспечивает диапазон добычи от 2 до 80 м<sup>3</sup>/сут. Штанговые насосы находят широкое применение, т. к. просты по конструкции, хорошо изучены большинством операторов и могут быть рекомендованы для эксплуатации низко- и средне дебитных скважин.

Эксплуатация плунжерными штанговыми насосами в средне- и низкопродуктивных скважинах остаётся технически оправданной и экономически достаточно эффективной. На месторождении выбор оборудования и оптимизация параметров работы УПШН производится индивидуально по конкретной скважине в зависимости от дебита, обводнённости, газосодержания.

В условиях высокого содержания газа в нефти и эксплуатации со сниженными относительно  $P_{\text{нас}}$  забойными давлениями оснащение приёма насосов газозащитными средствами обязательно.

Выбор оборудования и оптимизация параметров работы УПШН обычно производится индивидуально по конкретной скважине в зависимости от дебита, обводнённости, газосодержания, давления насыщения, глубины залегания продуктивного пласта и т.д.

При переводе скважин на эксплуатацию УПШН рекомендуется использовать вставные насосы НВ диаметром 32, 38, 44 мм, трубные насосы НН диаметром 32, 38, 44, 57, 70 мм, которым соответствуют насосно-компрессорные трубы диаметром 60 и 73 мм, двухступенчатая колонна штанг диаметром 7/8" и 3/4". Режим откачки предпочтительно длинноходовый, низкочастотный, обусловленный инертностью вязкой нефти.

#### *Эксплуатация скважин установками винтовых штанговых насосов (УВШН)*

Винтовые насосы получили популярность благодаря способности перекачивать флюиды с высоким содержанием твёрдой фазы, по своим свойствам, имеющим сходство с газовым конденсатом с ароматическими соединениями, а также тяжёлые эмульсии и нефти. Установки винтовых насосов имеют диапазон добычи от 1 до 750 м<sup>3</sup>/сут и работают при высоком содержании воды, устойчивы к песку и абразивам.

Данный вид установок наиболее отвечает основным принципам ТТДН.

- песок и все твердые пластовые вещества добываются вместе с нефтью, водой и газом;
- поступление песка в ствол скважины инициируется высокими депрессиями на пласт, обусловленными значительным снижением забойного давления, ниже давления насыщения;
- высокие депрессии, создаваемые при реализации указанной технологии, в меньшей



степени способствуют образованию устойчивых эмульсий при применении УВШН, что снижает расходы на обработку продукции.

Основными составными частями винтовых скважинных установок являются скважинный насос (ротор, статор) и устьевое оборудование. Основными преимуществами УВШН по сравнению с другими механизированными системами являются: небольшие капиталовложения, меньший объем эксплуатационных расходов по техническому обслуживанию установок, возможность выбора эффективного эластомерного материала с учетом свойств добываемой жидкости, отсутствие клапанов и, следовательно, отсутствие проблемы устранения их негерметичности. В силу конструктивных особенностей и ротационного подъема жидкости винтовые насосы в гораздо меньшей мере способствуют образованию стойких эмульсий, что важно в условиях добычи с вероятностью последующего роста обводнённости. Благодаря нечувствительности к свободному газу винтовые насосы идеальны для перекачки высокогазированных нефтей. УВШН являются более износостойчивыми при добыче нефти, содержащей механические примеси, так как твердые частицы, проходя через насос, вдавливаются в эластомер обоймы (статора), который деформируется, но не истирается.

В качестве подъемника применяются насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм спущенные в эксплуатационную колонну 168 мм. Глубина спуска НКТ выше интервала перфорации, в среднем на 10-20 м. В случае оснащения скважины насосными установками для мониторинга динамического и статического уровней кольцевое пространство не изолируется пакером.

Основные принципы установки винтового насоса:

- насос (статор) рекомендуется устанавливать ниже самых нижних перфорационных отверстий (~ 1 м) на НКТ диаметром 73-89 мм, в зависимости от производительности винтового насоса, способного обеспечить хорошую пропускную способность и ограничение крутящего момента;
- для перемешивания поступающего потока в основании насоса рекомендуется использовать хвостовик с прорезями длиной 0,5-1 м или отверстиями диаметром 20 мм;
- с целью страховки ротора (в случае обрыва штанги) рекомендуется установить внизу стальной брус;
- наличие зумпфа (1-4 трубы 168 мм эксплуатационной колонны) способствует началу добычи при первоначальных высоких дебитах песка;
- приспособление, препятствующее раскручиванию статора лучше устанавливать в его верхней части;



- спуск ротора осуществлять на штангах диаметром 22 мм, с учётом небольших глубин и крутящего момента;
- монтаж винтовых насосов с приборами постоянного слежения за крутящим моментом.

***Рассматривая различные способы эксплуатации, можно сделать следующие выводы:***

✓ На данный период разработки скважины целесообразно эксплуатировать механизированным способом добычи нефти, добывные возможности которого обеспечивают проектные уровни добычи нефти.

✓ Результаты расчетов показали, что фонтанные скважины, с учетом падения пластового давления и увеличения обводненности, будут планомерно, переводится на механизированный способ добычи. В случае не реализации потенциальных возможностей фонтанным способом, скважины, после проведения гидродинамических глубинных исследований, должны переводиться на механизированную добычу.

✓ На период фонтанирования условиям эксплуатации удовлетворяют насосно-компрессорные трубы условным диаметром 73 мм. Устье фонтанных скважин рекомендуется оборудовать фонтанной арматурой АФК-65/65×35 на рабочее давление 35 МПа.

✓ Эксплуатация скважин газлифтными установками на месторождении Каражанбас с малыми глубинами, в низком диапазоне дебитов, обводненности до 99% и газосодержании представляется неэффективной и нецелесообразной.

✓ На данный период эксплуатации для реализации прогнозных уровней добычи внедрение УЭЦН не целесообразно, т. к. ожидаемые дебиты могут быть получены применением установок плунжерных и винтовых насосов с меньшими капитальными и эксплуатационными затратами.

✓ На месторождении выбор оборудования и оптимизация параметров работы УПШН производится индивидуально по конкретной скважине в зависимости от дебита жидкости, обводнённости, газосодержания

✓ При переводе скважин на эксплуатацию УПШН рекомендуется использовать вставные насосы НВ диаметром 32, 38, 44 мм, трубные насосы НН диаметром 32, 38, 44, 57мм, которым соответствуют насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм, двухступенчатая колонна штанг диаметром 7/8" и 3/4".

✓ Основными составными частями винтовых скважинных установок являются скважинный насос (ротор, статор) и устьевое оборудование.

✓ Основными преимуществами УВШН по сравнению с другими механизированными системами являются: небольшие капиталовложения, меньший объем эксплуатационных





расходов по техническому обслуживанию установок, возможность выбора эффективного эластомерного материала с учетом свойств добываемой жидкости, отсутствие клапанов и, следовательно, отсутствие проблемы устранения их негерметичности.

✓ Рекомендуется проводить мониторинг состояния наземного и подземного оборудования.

✓ По рекомендуемому варианту разработки применение данных способов на месторождении с эксплуатацией УППН и УШВН остаётся технически оправданной и экономически достаточно эффективной по сравнению с другими способами эксплуатации. Поэтому рекомендуется продолжить эксплуатацию скважин с использованием УППН и УШВН.

Показатели эксплуатации скважин показаны в таблице 6.1.4.

**Таблица 6.1.4- Показатели эксплуатации скважин УШГН 2015-2020гг.**

| Способ эксплуатации    | Показатели               | Годы |      |      |      |      |               |
|------------------------|--------------------------|------|------|------|------|------|---------------|
|                        |                          | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | на 01.07.2020 |
| Фонтан                 | Ввод скважин             | 0    | 0    | 0    | 0    | 1    | 0             |
|                        | Средний экс/ фонд        | 15   | 26   | 37   | 35   | 35   | 39            |
|                        | Дебит по жидкости м³/сут | 35   | 37   | 30   | 34   | 36   | 28            |
|                        | максимальный             | 44   | 59   | 71   | 82   | 80   | 40            |
|                        | минимальный              | 27,3 | 21,3 | 14,6 | 4,8  | 14,0 | 18,8          |
|                        | Средняя обводненность, % | 99   | 97   | 97   | 97   | 98   | 98            |
| УШГН                   | Ввод скважин             | 36   | 3    | 17   | 28   | 25   | 16            |
|                        | Средний экс/фонд         | 1305 | 1278 | 1244 | 1289 | 1325 | 1335          |
|                        | Дебит по жидкости м³/сут | 24   | 24   | 24   | 24   | 23   | 22            |
|                        | максимальный             | 178  | 164  | 95   | 125  | 100  | 99            |
|                        | минимальный              | 0,2  | 0,6  | 0,7  | 0,6  | 0,8  | 0,8           |
|                        | Средняя обводненность, % | 89   | 89   | 90   | 90   | 90   | 88            |
| УШВН                   | Ввод скважин             | 63   | 47   | 89   | 84   | 84   | 36            |
|                        | Средний экс/ фонд        | 1394 | 1449 | 1467 | 1465 | 1477 | 1489          |
|                        | Дебит по жидкости м³/сут | 24   | 24   | 24   | 25   | 25   | 23            |
|                        | максимальный             | 144  | 142  | 108  | 111  | 109  | 106           |
|                        | минимальный              | 0,1  | 0,1  | 0,4  | 0,1  | 0,3  | 0,4           |
|                        | Средняя обводненность, % | 92   | 91   | 91   | 91   | 92   | 90            |
| Итого по месторождению | Ввод скважин             | 99   | 50   | 106  | 112  | 110  | 52            |
|                        | Средний экс/ фонд        | 2714 | 2753 | 2748 | 2789 | 2837 | 2863          |
|                        | Дебит по жидкости м³/сут | 28   | 28   | 26   | 27   | 28   | 24            |
|                        | максимальный             | 122  | 122  | 91   | 106  | 96   | 82            |
|                        | минимальный              | 9    | 7    | 5    | 2    | 5    | 7             |
|                        | Средняя обводненность, % | 93   | 93   | 93   | 93   | 93   | 92            |

## 6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

### Коррозия

На месторождении Каражанбас в системе ППД используется волжская вода (пресная) с минерализацией 389,2 мг/л и пластовые воды месторождения, которые по своему химическому составу относятся к соленым водам, со средней минерализацией 26,8 г/л.



Активное участие в коррозионных процессах принимают компоненты, содержащиеся в пластовой воде в значительных количествах, такие как: ионы хлора и сульфата. Также месторождение характеризуется высоким пескопроявлением, что существенно усугубляет протекание коррозионных процессов. При высоких скоростях движения жидкости, шлам вовлекается потоком в движение и способствует абразивному износу, оголяя металлическую поверхность от пленок нефти и продуктов коррозии, также создавая условия для локальной коррозии.

На месторождении Каражанбас применяется ингибитор коррозии «Ранкор-1114» с удельным расходом 7,5 г/т.

Типовая схема БКНС представлена на рисунке 6.2.1.

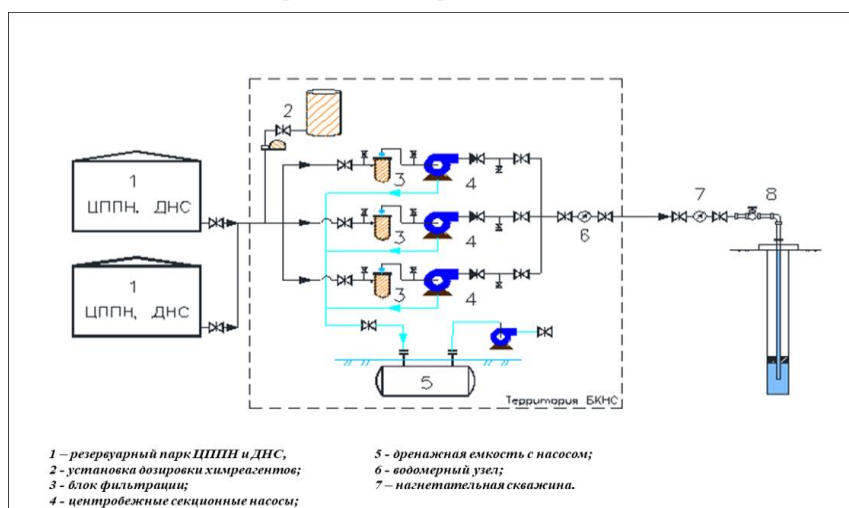


Рисунок 6.2.1- Типовая схема БКНС

Ингибитор вводится на БКНС при помощи дозирочной установки в водопровод на прием нагнетательных насосов, применяется с целью защиты трубопроводной системы, оборудования от коррозии.

Следует отметить, что на месторождении во избежание рисков коррозионных повреждений проводятся исследования по подбору наиболее эффективного ингибитора коррозии, а также проводится мониторинг коррозии.

Например, в 2017г. в лаборатории КазНИПИмунайгаз испытано 7 ингибиторов коррозии и 1- реагент комплексного действия с целью подбора оптимального реагента и эффективной дозировки для условий месторождения Каражанбас. В 2017 г. базовый ингибитор коррозии марки «Аманат-1001» был заменён на реагент «Ранкор-1114». В 2018 г. были проведены лабораторные



исследования по оценке эффективности 4 ингибиторов коррозии для защиты от коррозии подземного оборудования.

В период 2018г. коррозионный мониторинг был проведен на следующих объектах:

- на выходе РВС-6а; РВС-6; РВС-7; РВС-3 ДНС-2 до закачки ингибитора;
- на БКНС-1; БКНС-2; БКНС-3; БКНС ДНС-2 после закачки ингибитора коррозии марки «Ранкор-1114».

Представлены результаты мониторинга коррозии за период 2018г. в таблице 6.2.1, 6.2.2 и на рисунке 6.2.2, 6.2.3.

Таблица 6.2.1–Результаты мониторинга коррозии за период 2018г.

| № п/п | Объект контроля | Дата извлечения / скорость коррозии |             |             |             |
|-------|-----------------|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
|       |                 | 24.07.18 г.                         | 05.09.18 г. | 09.10.18 г. | 02.11.18 г. |
| 1.    | БКНС-1          | 0,115                               | 2,25        | 0,618       | 0,027       |
| 2.    | БКНС-2          | 0,057                               | 0,202       | 0,163       | 0,297       |
| 3.    | БКНС-3          | 0,105                               | 2,599       | 0,482       | 0,037       |
| 4.    | ДНС-2 БКНС      | 0,927                               | 1,406       | 0,635       | 0,628       |
| 5.    | РВС-6           | 5,705                               | 3,956       | 1,152       | 0,595       |
| 6.    | РВС-7           | 0,471                               | 0,49        | -           | 0,769       |
| 7.    | ДНС-2 РВС-3     | -                                   | -           | 4,589       | 1,08        |

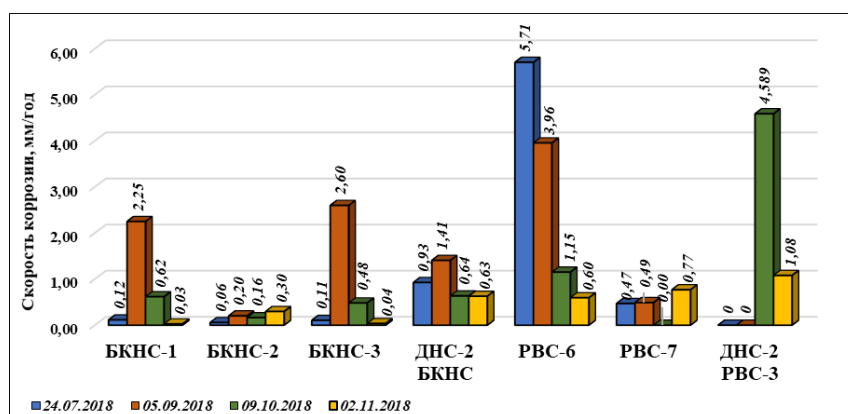


Рисунок 6.2.2–Результаты мониторинга коррозии на объектах контроля за 2018г.

Как следует из представленных данных, коррозионная активность промышленной среды без дозирования ингибитора коррозии превышает 1 мм/год, что характеризует среду как сильноагрессивную. Это обусловлено содержанием в составе сточной воды хлоридов, гидрокарбонатов, растворенного углекислого газа и высоким содержанием механических примесей.

Приведены результаты мониторинга коррозии по эффективности действия ингибитора коррозии за период 2018г. в таблице 6.2.2 и на рисунке 6.2.3.



Таблица 6.2.2–Эффективность применения ингибитора коррозии по объектам контроля за 2018г.

| № п/п | Объект контроля | Эффективность, % (2018г.) |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        | Итого |
|-------|-----------------|---------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
|       |                 | 16.январ                  | 19.фев | 20.мар | 02.апр | 23.апр | 10.май | 24.май | 25.июн | 24.июл | 05.сен | 09.окт | 02.ноя |       |
| 1     | БКНС-1          | 96,6                      | 75,2   | 89,4   | 99,9   | 90,7   | -      | -      | 89,2   | 98,0   | 43,1   | 46,4   | 95,5   | 82,4  |
| 2     | БКНС-2          | 84,5                      | 68,2   | 99,7   | 99,8   | 98,6   | -      | 88,7   | 99,6   | 99,0   | 94,9   | 85,9   | 50,1   | 88,1  |
| 3     | БКНС-3          | -                         | 36,5   | 99,2   | 99,8   | 99,6   | -      | 91,5   | 91,7   | 98,2   | 34,3   | 58,2   | 93,8   | 80,2  |
| 4     | ДНС-2<br>БКНС   | -                         | -      | -      | -      | -      | 85,6   | 95,4   | 85,4   | 83,8   | 64,5   | 44,9   | 18,3   | 68,2  |

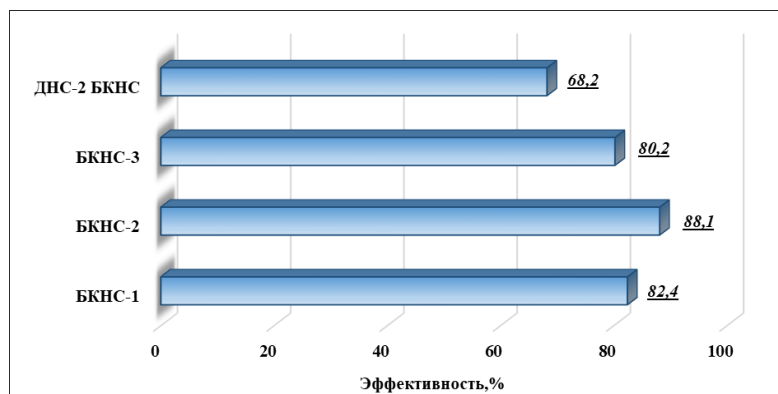


Рисунок 6.2.3– Результаты эффективности применения ингибитора коррозии за 2018г.

Как следует из представленных данных, наибольший защитный эффект ингибитора коррозии (88%) отмечается на БКНС-2.

В период 2019г. коррозионный мониторинг был проведен на следующих объектах:

- на выходе ЦППН РВС-7, РВС-3 ДНС-2, РВС-6, РВС-6А до закачки ингибитора;
- на БКНС-1; БКНС-2; БКНС-3; БКНС ДНС-2 после закачки ингибитора коррозии «Ранкор-1114».

Представлены результаты мониторинга коррозии на объектах контроля до и после закачки ингибитора за период 2019г. в таблице 6.2.3.

Таблица 6.2.3- Результаты мониторинга коррозии на объектах контроля до и после закачки ингибитора

| № п/п | Объекты контроля |             | Скорость коррозии, мм/год |        |                     |        |                      |        |                   |       |
|-------|------------------|-------------|---------------------------|--------|---------------------|--------|----------------------|--------|-------------------|-------|
|       |                  |             | 13.12.18-14.01.19 гг.     |        | 11.03-11.04.2019 г. |        | 19.04.-20.05.2019 г. |        | Итого (в среднем) |       |
|       | до               | после       | до                        | после  | до                  | после  | до                   | после  | до                | после |
| 1     | РВС-6 ЦППН       | БКНС-1 ЦППН | -                         | 0,048  | -                   | 2,074  | 1,3979               | 0,262  | 1,398             | 0,795 |
| 2     | РВС-6А ЦППН      | БКНС-2 ЦППН | -                         | 1,5701 | -                   | 3,8158 | 4,6012               | 0,025  | 4,601             | 1,804 |
| 3     | РВС-7 ЦППН       | БКНС-3 ЦППН | 1,4582                    | 0,0088 | -                   | 0,0305 | -                    | 0,0058 | 1,458             | 0,015 |
| 4     | РВС-3 ДНС-2      | БКНС ДНС-2  | 5,0332                    | 1,8839 | -                   | 0,3482 | 5,449                | 1,4275 | 0,888             | 1,220 |



Как следует из представленных данных, средняя скорость коррозии с применением ИК «Ранкор-1114» за 3 месяца составила: БКНС-1 – 0,795 мм/год, БКНС-2 – 1,804 мм/год, БКНС-3 – 0,015 мм/год, БКНС ДНС-2 – 1,2198 мм/год. По результатам мониторинга скорости коррозии видно, что удельный расход ингибитора коррозии 7,5 г/т на контрольных объектах в целом не обеспечивает требуемой защиты коррозионной активности (на уровне менее 0,1 мм/год).

В связи с пандемией 2020 году и принятыми жёсткими карантинными мерами, провести мониторинг коррозии за запланированный период не удалось.

На месторождении в 2020г. в качестве базового реагента для защиты оборудования от коррозии применяется ингибитор коррозии марки «Ранкор-1114» со средним удельным расходом на объектах БКНС-1, 2, 3 и ДНС-2 - 7,5 г/т.

Были выполнены лабораторные испытания по оценке эффективности ингибиторов коррозии различных марок - «Ранкор-1101» и «KI-3842», которые ранее не применялись на месторождении Каражанбас.

По результатам лабораторных исследований эффективности испытуемых ингибитора коррозии при удельном расходе 7,5 г/т скорость коррозии металла в агрессивной среде может снизиться до 0,2 мм/год. Следует отметить, что лабораторные исследования являются ускоренными, и результаты, полученные в лаборатории, могут отличаться от промысловых.

На месторождении для защиты от почвенной коррозии проводятся следующие мероприятия: подземные трубопроводы покрываются изоляцией из полимерных лент (или битумно-резиновой) усиленного типа. Бетонные конструкции приняты на сульфатостойком цементе с покрытием подземной части горячим битумом за 2 раза. Надземные трубопроводы (не теплоизолированные) окрашены масляной краской за 2 раза. Технологически «горячие» трубопроводы теплоизолированы минераловатными плитами толщиной 60мм с обшивкой алюминиевыми или оцинкованными листами.

#### ***Применение деэмульгатора***

Эффективность подготовки нефти и сточных вод на установках предварительного сброса воды и товарной подготовки нефти (УПН, УПСВ) во многом зависят от эффективности применяющихся реагентов-деэмульгаторов. В процессе разработки месторождения качество добываемой нефти и воды постоянно меняется. Возникает необходимость в подборе более эффективных реагентов-деэмульгаторов. В условиях высокого технического прогресса и больших достижений в химизации нефтяной промышленности необходим постоянный поиск и внедрение наиболее экономически



эффективных реагентов-деэмульгаторов по возможности комплексного действия на основе лабораторных исследований и опытно-промышленных экспериментов

В 2016 году были проведены исследования 26 образцов деэмульгаторов по подбору самого эффективного реагента в условиях месторождения Каражанбас. Хорошие результаты по содержанию остаточной воды и степени обезвоживания (> 90–95 %) показали 8 образцов деэмульгаторов.

Результаты представлены в таблице 6.2.4.

**Таблица 6.2.4–Марки деэмульгаторов с результатами по содержанию остаточной воды и степени обезвоживания > 90–95 %.**

| № | Наименование и марка деэмульгатора       | Производитель                               |
|---|--|---|
| 1 | «Геркулес 54505», марка А (партия 2500Б) | ООО «КОЛТЕК-ЭкоХим»                         |
| 2 | «KHLAS»                                  | ТОО «International Oil Services Kazakhstan» |
| 3 | «Рауан-2050»                             | ТОО «РауанНалко»                            |
| 4 | «Kemelix D311»                           | ЗАО «Торговый дом «ТКА»                     |
| 5 | «Kemelix»                                |   |
| 6 | «Kemelix»                                |   |
| 7 | «Kemelix 3627X»                          |   |
| 8 | «Difron 9425»                            | ООО «Компания Топливный Регион»             |

В 2017 году были исследованы образцы ДЭ в количестве 9 единиц и 1 реагент комплексного действия.

Анализируя все результаты лабораторных исследований можно сделать вывод, что по степени обезвоживания, при технологическом удельном расходе 240 г/т, все испытуемые химические реагенты уступают базовому реагенту-деэмульгатору «Рандем-2208», кроме «Рауан-2050», оптимальный удельный расход которого составил 220 г/т.

В 2020 году проведены лабораторные исследования образцов ДЭ в количестве 4 единиц.

**Таблица 6.2.5– Образцы деэмульгаторов**

| № п/п | Внутри лабораторный идентификационный код образца | Дата поступления проб в лабораторию | Наименование реагента    |
|-------|---|-------------------------------------|--------------------------|
| 1     | 6.06212   | 13.01.2020                          | ДЭ марки «EASY DE 02-02» |
| 2     | 6.06213   | 13.01.2020                          | ДЭ марки «EASY DE 03-09» |
| 3     | 6.06350   | 20.02.2020                          | ДЭ «1-1-20»              |
| 4     | 6.06351   | 20.02.2020                          | ДЭ «1-2-20»              |

Лабораторные исследования по оценке эффективности деэмульгаторов проводились исходя из технологических режимов подготовки нефти на месторождении. Исследования проводились методом бутылочного теста («BOTTLE TEST»).

Таким образом, на основании полученных лабораторных данных для подготовки нефти на месторождении определён как наиболее эффективный, по деэмульгирующей



активности на уровне применяемого (базового) реагент «Рандем-2208», образец EASY DE 03-09.

На месторождении в реагентном хозяйстве ЦППН предусмотрены склад временного хранения химических реагентов площадью 66м<sup>2</sup> и блок закачки реагента-деэмульгатора по точкам. Реагент-деэмульгатор, используемый при проведении процесса деэмульсации поступающей эмульсии в ЦППН доставляется в герметичной таре заводского изготовления (бочки). Поступивший на склад деэмульгатор насосами НД-2,5 насосной площадки №1 (2-шт) перекачиваются на отдельные приемные емкости вместимостью 0,8м<sup>3</sup>. Далее с приемных емкостей реагент-деэмульгатор дозировочными насосами НД-1,0 и Milton roy LM-E702, LM-E722 подается по пяти точкам закачки. Ввод реагента – деэмульгатора производится непрерывно в соответствии с технологией подготовки нефти: на вход насосов перекачки нефти площадки № 5 после буферных резервуаров №8,9 – 715 л/сут; перед печами ПТБ-10А №№ 3 старого парка – 238 л/сут; перед печами ПТБ-10А №№ 4 старого парка– 238 л/сут; перед печами ПТБ-10А №№ 5, 6 старого парка– 238 л/сут; на вход технологической линии №3 перед насосами перекачки нефти. – 59 л/сут.

#### **Образование сероводорода**

В 2018-2020гг. в лаборатории ЦНЛИ и субподрядной организацией Федерального государственного учреждения «Федеральный исследовательский центр «Фундаментальные основы биотехнологии» Российской академии наук» (ФИЦ Биотехнологии РАН) проводились исследования по выявлению источника образования сероводорода и состава микробного сообщества нефтяного пласта и подбору бактерицидов для подавления биозараженности СВБ на объектах месторождения Каражанбас.

Результаты исследований показали, что участки нефтяного месторождения Каражанбас содержат микробное сообщество, характерное для заводняемых нефтяных пластов, включающее аэробные органотрофы, вероятно, поступающие в пласт с нагнетаемой водой, и анаэробные бродильные, сульфат-, тиосульфат- и сероредуцирующие бактерии и метаногены. Локальные зоны биозараженности СВБ обнаружены на восточном и центральном участках м. Каражанбас: ГЗУ-16, ГЗУ-27, ГЗУ-31, ГЗУ-32 и ГЗУ-33, количество СВБ в которых варьирует в диапазоне от 10<sup>3</sup> до 10<sup>5</sup> кл/мл, при этом во многих исследованных скважинах ГЗУ-31 количество СВБ достигает 10<sup>5</sup>–10<sup>6</sup> кл/мл. Наименее зараженным участком является ГЗУ-12 и ГЗУ-34, в которых количество СВБ составляет 10 и 10<sup>2</sup> кл/мл соответственно. В пробах волжской воды наличие СВБ не выявлено.

В результате исследования подобраны наиболее эффективные бактерициды, совместимые с промысловыми водами и базовым деэмульгатором м. Каражанбас. Наибольшее содержания сероводорода и СВБ отмечено в пластовой воде и попутном газе



на участках паротеплового воздействия с температурой 270-315 °С, то донесение бактерицида в пласт через паронагнетательные скважины является затруднительным из-за возможного разложения химического реагента.

Рекомендовалось провести пробную промысловую обработку объектов месторождения Каражанбас подобранным эффективным бактерицидом с целью определения доли промысловых микроорганизмов в образовании сероводорода и влияния бактерицидов на подавление сульфатредукции, а также выбора метода борьбы с процессом коррозии. Для этого выбраны добывающие скважины участка с повышенным содержанием сероводорода во флюиде №6326, 6328, 6346, 2038, 5660, 5658, 5648, 1438, 6609. Данные добывающие скважины гидродинамическим связаны с нагнетательными скважинами № 6327, 4528, 434, где ведется законтурная закачка воды с температурой 25-30°C. Рекомендовано проведение закачки бактерицидов в эти скважины с «ударной» дозировкой - 2 кг/1м<sup>3</sup>, исходя из текущей приемистости скважин.

Таким образом произведена пробная закачка бактерицидов «Ранцид-7015», «Biocide MB-5943», «Аманат-8001 Б» в 3 нагнетательные скважины №6327, №4343, №4528 - 15.11.2019г., 18.11.2019г. и 21.11.2019г. соответственно.

Результаты мониторинга содержания сероводорода в газе контрольных скважин представлены в таблице 6.2.6 и на рисунках 6.2.4-6.2.6.

**Таблица 6.2.6– Результаты закачки бактерицида**

| № п/п | Нагнетательные скважины | Qпр, м³/сут | Расход бактерицида, кг | Реагирующие добывающие скважины | Qж, м³/сут |       | Обводненность, % |       | Qн, т/сут |       | Среднее содержание H <sub>2</sub> S в газе, ppm |               |
|-------|-------------------------|-------------|------------------------|---------------------------------|------------|-------|------------------|-------|-----------|-------|---|---------------|
|       |                         |             |                        |                                 | до         | после | до               | после | до        | после | до закачки                                      | после закачки |
| 1     | 4343                    | 28          | 56                     | 1438                            | 23         | 28    | 95               | 93    | 1,1       | 1,8   | 74,2  | 24            |
|       |                         |             |                        | 6609                            | 75         | 54    | 94               | 93    | 4,3       | 3,7   | 15,4  | 8,8           |
|       |                         |             |                        | 2038                            | 32         | 39    | 68               | 70    | 9,6       | 11    | 7,2   | 7,8           |
| 2     | 4528                    | 31          | 62                     | 5660                            | 13         | 11    | 84               | 85    | 1,9       | 1,6   | 6   | 11,3          |
|       |                         |             |                        | 5658                            | 12         | 11    | 76               | 73    | 2,6       | 2,9   | -   | 27,8          |
|       |                         |             |                        | 5648                            | 9          | 12    | 78               | 75    | 1,9       | 2,8   | 2,2   | 32,8          |
|       |                         |             |                        | 6326                            | 37         | 37    | 92               | 90    | 2,7       | 3,5   | 58,2  | 23,8          |
| 3     | 6327                    | 91          | 182                    | 6328                            | 52         | 58    | 97               | 96    | 1,7       | 2,2   | 11,4  | 8,2           |
|       |                         |             |                        | 6346                            | 32         | 33    | 94               | 95    | 1,8       | 1,5   | 33  | 41,2          |





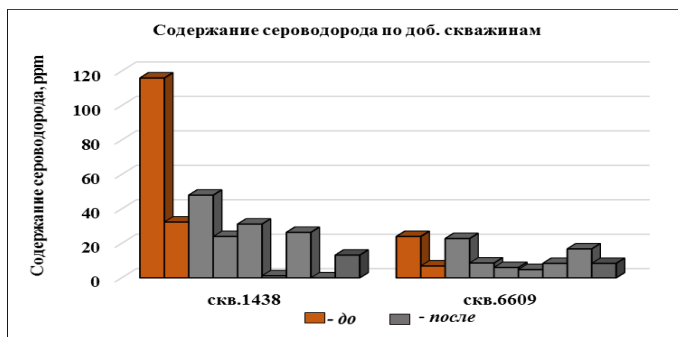


Рисунок 6.2.4-Содержание сероводорода по добывающим скважинам от закачки бактерицида «Biocide MB-5943» в нагнетательную скв.4343.

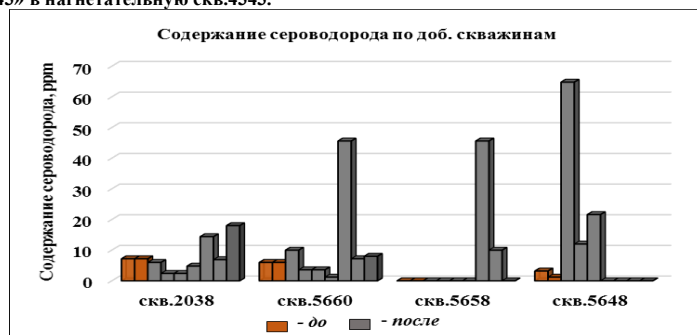


Рисунок 6.2.5-Содержание сероводорода по добывающим скважинам от закачки бактерицида «Аманат-8001 Б» в нагнетательную скв.4528.

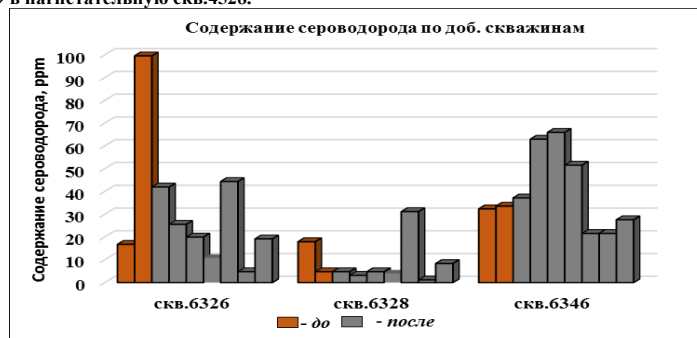


Рисунок 6.2.6- Содержание сероводорода по добывающим скважинам от закачки бактерицида «Ранцид-7015» в нагнетательную скв.6327.

Из представленных данных проведенные исследования показывают неоднозначные результаты, т.е. ударные закачки бактерицидов разных марок не имеют тенденцию к долгосрочному сдерживанию сероводорода в газе. Поэтому необходимо дальнейшее изучение природы образования сероводорода.

Представлены объемы выполняемых и рекомендуемых мероприятий по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин в таблице 6.2.7.



Таблица 6.2.7- Объемы выполняемых мероприятий

| № п/п | Наименование периода | Виды мероприятий             | Объемы применения, л                      | Периодичность | Примечание                                |
|-------|----------------------|------------------------------|---|---------------|---|
| 1     | 2                    | 3                            | 4   | 5             | 6   |
| 1     | На дату отчета       | Закачка деэмульгатора        |   |               |   |
|       |                      | 2015г.                       | 576326                                    | непрерывно    |   |
|       |                      | 2016г.                       | 556714                                    | непрерывно    |   |
|       |                      | 2017г.                       | 546374                                    | непрерывно    |   |
|       |                      | 2018г.                       | 595211                                    | непрерывно    |   |
|       |                      | 2019г.                       | 594328                                    | непрерывно    |   |
|       |                      | 2020г.                       | 529627                                    | непрерывно    |   |
| 2     | На дату отчета       | Закачка ингибитора коррозии  |   |               |   |
|       |                      | 2016г.                       | 160366                                    | непрерывно    |   |
|       |                      | 2017г.                       | 168764                                    | непрерывно    |   |
|       |                      | 2018г.                       | 163132                                    | непрерывно    |   |
|       |                      | 2019г.                       | 178409                                    | непрерывно    |   |
|       |                      | 2020г.                       | 161905                                    | непрерывно    |   |
| 3     | На период прогноза   | Закачка деэмульгатора 2021г. | зависит от добычи нефти                   | непрерывно    | вести поиск современных реагентов,        |
| 4     |                      | Закачка ингибитора коррозии  | подобрать эффективную дозировку реагента. | непрерывно    | представленных на рынке услуг нефтедобычи |

### Выводы и рекомендации

1. Рекомендуется начать процедуру подбора и проведение опытно-промышленных испытаний более эффективных ингибиторов коррозии для условий месторождения Каражанбас, т.к. удельный расход ингибитора коррозии 7,5 г/т на контрольных объектах не обеспечивает требуемой защиты коррозионной активности (на уровне менее 0,1 мм/год).

2. Для повышения качества технологического процесса подготовки нефти на ЦППН необходимость поиск новых более эффективных реагентов-деэмульгаторов. В условиях высокого технического прогресса и больших достижений в химизации нефтяной промышленности необходим постоянный поиск и внедрение наиболее экономически эффективных реагентов-деэмульгаторов по возможности комплексного действия на основе лабораторных исследований и опытно-промышленных экспериментов.

3. Продолжить дальнейшее изучение природы образования сероводорода. Рекомендуется для борьбы с появлением сероводорода на отдельных проблемных объектах: поглотители сероводорода, нейтрализаторы сероводорода и др.

Оценка выполнения мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

### 6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

В соответствии с «ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов



сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», объекты сбора и транспорта продукции скважин должны обеспечивать:

- герметизированный сбор и транспорт продукции скважин до ЦПС, бескомпрессорный транспорт газа первой степени сепарации до ЦПС, ГПЗ, на собственные нужды и другим потребителям;
- замер продукции скважин;
- отделение газа от нефти;
- учет суммарной добычи продукции скважин по бригадам и цехам;
- использование концевых участков нефтесборных трубопроводов при подходе их к ЦПС и сепараторов для предварительной подготовки к разделению продукции скважин;
- предварительное обезвоживание нефти, осуществляемое по качеству сбрасываемой пластовой воды;
- подогрев продукции скважин при невозможности ее сбора и транспортирования при обычных температурах.

#### **Требования и рекомендации к технологии подготовки нефти**

В соответствии с «ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», технологический комплекс сооружений по подготовке нефти должен, как правило, обеспечивать:

- глубокое обезвоживание нефти;
- обессоливание;
- снижение упругости паров товарной нефти;
- прием некондиционной нефти и подачу ее на повторную подготовку;
- повторное использование реагента и тепла дренажных вод путем возврата их в начало процесса.

Технологическая схема процесса подготовки нефти должна обеспечивать:

- полную герметизацию процесса подготовки нефти;
- требуемое качество товарной нефти;
- гибкость и маневренность работы установки;
- возможность освобождения аппаратуры и трубопроводов при ремонтах и аварийных остановках;
- использование тепла продукции скважин;
- возможность использования оборудования в блочно-комплектном исполнении.



**Текущее состояние действующей системы промыслового сбора и транспорта продукции скважин**

Добычей нефти на месторождении Каражанбас занимаются два цеха добычи нефти ЦДН-1 и ЦДН-2. На ЦДН-1 продукция поступает с западного и центрального участков месторождения, к которому относятся следующие групповые замерные установки: ГЗУ-12, ГЗУ-33, ГЗУ-34. На ЦДН-2 продукция поступает с восточного и центрального участков месторождения, к которому относятся ГЗУ-16, ГЗУ-27, ГЗУ-30, ГЗУ-31, ГЗУ-32.

Сбор продукции осуществляется следующим образом:

ЦДН-1. Устья добывающих скважин - выкидные линии - нефтегазосборные коллекторы - групповые замерные установки (ГЗУ) – нефтесборные коллектора – центральный пункт подготовки нефти (ЦППН).

ЦДН-2. Устья добывающих скважин - выкидные линии - нефтегазосборные коллекторы - групповые замерные установки (ГЗУ) – нефтесборные коллектора - дожимная насосная станция (ДНС) – центральный пункт подготовки нефти (ЦППН).

Выкидные линии предназначены для транспорта нефти от скважин до нефтегазосборных коллекторов; нефтегазосборные коллекторы предназначены для сбора нефти от выкидных линий скважин до ГЗУ; нефтесборные коллекторы - для транспорта продукции от ГЗУ до ДНС-2 и ЦППН. Общая принципиальная схема системы сбора нефти на месторождении Каражанбас представлена на рисунке 6.3.1.

На месторождении Каражанбас на 01.07.2020 г. количество добывающих скважин составляет 2875. Сбор продукции от скважин до групповых замерных установок осуществляется по территориальному признаку по рядовой системе.

Подключение скважин к групповым замерным установкам осуществляется следующим образом: выкидные линии от скважин подключены напрямую к нефтегазосборным коллекторам, по которым продукция общим потоком направляется на ГЗУ. Замер производится на устьевых расходомерах индивидуально по каждой скважине.



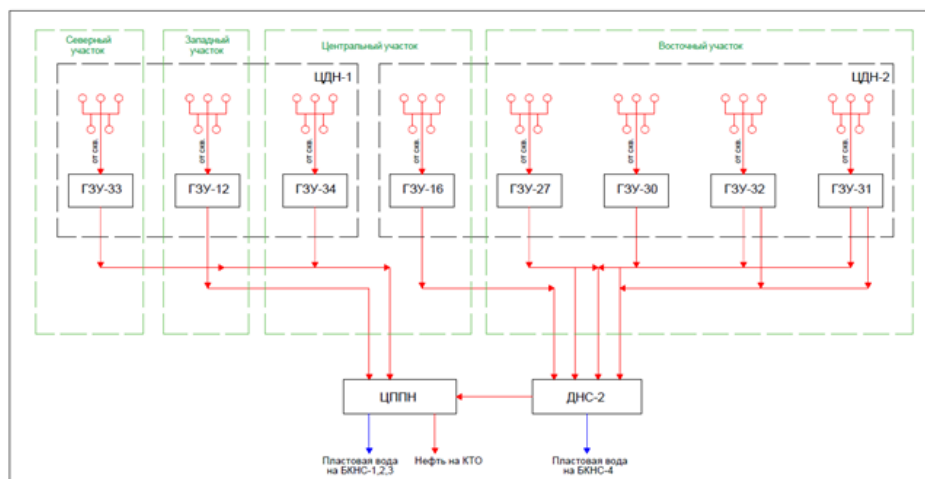


Рисунок 6.3.1– Общая принципиальная схема системы сбора нефти на месторождении Каражанбас

Характеристика фонда добывающих скважин на месторождении Каражанбас на 01.07.2020 г. представлена в таблице 6.3.1.

Таблица 6.3.1- Характеристика фонда добывающих скважин на месторождении Каражанбас

| № п/п | Фонд скважин              | Количество, ед. |
|-------|---------------------------|-----------------|
| 1     | Эксплуатационный фонд     | 2875            |
| 1.1.  | Действующий фонд          | 2855            |
| 1.1.1 | - в работе                | 2090            |
| 1.1.2 | - в простое               | 765             |
| 1.2.  | В бездействии             | 20              |
| 2     | В освоении и обустройстве | 0               |
| 3     | Ликвидированные           | 138             |

В таблице 6.3.2 представлено количество подключенных добывающих скважин по каждой ГЗУ на месторождении Каражанбас.

Таблица 6.3.2– Количество подключенных добывающих скважин по каждой ГЗУ на месторождении Каражанбас

| № п/п | № ГЗУ                          | Количество скважин | Ед. изм. | Среднесуточный дебит скважин |
|-------|--------------------------------|--------------------|----------|------------------------------|
| 1     | ГЗУ-12                         | 623                | м³/сут   | 24                           |
| 2     | ГЗУ-33                         | 321                | м³/сут   | 24,8                         |
| 3     | ГЗУ-34                         | 137                | м³/сут   | 37,8                         |
| 4     | ГЗУ-16                         | 395                | м³/сут   | 33,7                         |
| 5     | ГЗУ-27                         | 242                | м³/сут   | 15,7                         |
| 6     | ГЗУ-30                         | 473                | м³/сут   | 16,8                         |
| 7     | ГЗУ-31                         | 366                | м³/сут   | 20,1                         |
| 8     | ГЗУ-32                         | 298                | м³/сут   | 17,4                         |
| 9     | Максимальное устьевое давление |                    | МПа      | 2,2                          |
| 10    | Температура на устье           |                    | °С       | +26                          |
| 11    | Средний газовый фактор         |                    | м³/м³    | 27                           |
| 12    | Средняя обводненность          |                    | %        | 89                           |

Обустройство площадок добывающих скважин и их подключение к нефтегазосборным коллекторам выполнены по типовым проектам. Добыча нефти



осуществляется механизированным способом. Обязка устьев скважин включает в себя установку запорно-регулирующей арматуры, панели местного управления приводом глубинного насоса, а также весь необходимый комплекс вспомогательного оборудования.

Для измерения дебита скважины, на участках выкидных линии, предусмотрены узлы учета нефти с расходомерами типа СКЖ-60-40М, СКЖ-120-40М-2-0, турбинные расходомеры типа NuFlo и Floco F-500. Выкидные линии выполнены из стальных и стекловолокнистых усиленных труб с эпоксидным покрытием фирмы «Star Fiberglass» Dn = 2", 3" и 4" Pn=1500 psi, объединенные выкидные линии выполнены из стекловолокнистых усиленных труб с эпоксидным покрытием фирмы «Star Fiberglass» Dn = 2", 3" и 4" Pn=1500 psi.

Подключение выкидных линий к нефтесборным коллекторам осуществляется двумя способами:

- 1) – подключение выкидных линий нефтедобывающих скважин непосредственно к нефтегазосборному коллектору;
- 2) – подключение выкидных линий нескольких добывающих скважин к общей выкидной линии, которая далее подключается к нефтегазосборному коллектору. Для подачи продукции скважин проектом предусматривается прокладка рядовых коллекторов из стекловолокнистых усиленных труб с эпоксидным покрытием фирмы «Star Fiberglass» Dn = 159 мм (6") 219 мм (и 8"), 250 мм (и 10"), Pn=1500 psi.

Прокладка выкидной линии выполнена в подземном исполнении на глубине около 1,0м, ниже глубины промерзания грунта, с обвалкой 0,5м. При пересечении подземных выкидных линии с автодорогами предусмотрены защитные кожухи.

Врезка выкидной линии в нефтегазосборный коллектор произведена с помощью тройникового соединения, с устройством арматурного узла, оснащенного обратным клапаном.

Вдоль трасс нефтепроводов в местах подключения, переключения, отключения нефтегазосборных коллекторов запорная арматура выведена на поверхность, для ее обслуживания предусмотрены площадки из дорожных плит. На концах нефтегазосборных коллекторов предусмотрены задвижки с заглушками для возможного расширения.

Для подключения в дальнейшем к запроектированным нефтегазосборным сетям новых скважин без остановки нефтедобычи на существующих скважинах на концах коллекторов предусмотрены задвижки, для продувки и дренирования коллекторов предусмотрены штуцеры с запорной арматурой.

В таблице 6.3.3 представлена информация по трубопроводам, по ЦДН (диаметр и общая протяженность).



**Таблица 6.3.3- диаметр и общая протяженность трубопроводов, по ЦДН на месторождении Каражанбас**

| № п/п         | Ø, мм; (") | Протяженность трубопроводов, м |               |
|---------------|------------|--------------------------------|---------------|
|               |            | ЦДН 1                          | ЦДН 2         |
| 1             | 2"         | 4602                           | -             |
| 2             | 89 мм      | 20402                          | 121187        |
| 3             | 114 мм     | 4270                           | 22374         |
| 4             | 3"         | 51528                          | 38554         |
| 5             | 4"         | 30180                          | 7677          |
| 6             | 6"         | 29326                          | 5490          |
| 7             | 159 мм     | 20244                          | 67388         |
| 8             | 8"         | 55167                          | 21200         |
| 9             | 219 мм     | 8912                           | 60080         |
| 10            | 10"        | 26772                          | 2288          |
| 11            | 12"        | 31485,3                        | 9825          |
| 12            | 325 мм     | 538                            | 1000          |
| 13            | 300мм зспт | 77                             | -             |
| 14            | 500мм зспт | 40                             | -             |
| <b>Всего:</b> |            | <b>283543,3</b>                | <b>357063</b> |

Как следует из данных, представленных в таблице, общая протяженность трубопроводов по ЦДН-1,2 составляет 640 606,3 метров, из них 283 543,3 метров проложено в ЦДН-1 и 357 063 метров проложено в ЦДН-2. Из всех нефтесборных трубопроводов, 49% (314 094,3м) выполнены из стеклопластиковых труб, соответственно 51% (326 512м) выполнены из стали.

Нефтесборные коллектора от групповых замерных установок ГЗУ до ДНС-2 и ЦППН, выполнены из стеклопластиковых и стальных труб. Трубопроводы заложены подземно, ниже уровня промерзания грунта, около 1,0 м, в обваловании. При пересечении с автодорогами промысла предусмотрены подземно в защитных футлярах.

Вдоль трасс нефтесборных коллекторов в местах подключения, переключения, отключения коллекторов запорная арматура выведена на поверхность, для ее обслуживания предусмотрены площадки из дорожных плит в ограждении.

Информация о протяженности нефтесборных коллекторов от ГЗУ до ДНС-2 и ЦППН по цехам добычи представлена ниже.

ЦДН-1:

нефтесборный коллектор выполнен из стеклопластиковых труб Ду-12" от нового ГЗУ-12ввг (1ВВГ) до линий ЦДН-1, протяженностью 1885 м;

нефтесборный коллектор от ГЗУ-2ввг до ЦППН выполнен из стеклопластиковых труб Ду- 12", протяженностью 8624м;

нефтесборный коллектор от ГЗУ-33 на ЦППН выполнен из стеклопластиковых труб Ду-10", протяженностью 2025м;

нефтесборный коллектор выполнен из стеклопластиковых труб Ду-12" от ГЗУ-5птв до ЦППН и от ГЗУ-34п до основной (11) коллектор, протяженностью 5570 м;



Резервный основной (11А) нефтесборный коллектор выполнен из стеклопластиковых труб Ду-12” от ГЗУ-33птив до узла стальной арматуры Н-2 в районе ГЗУ-34п протяженностью 2845 м;

Резервный основной (11А) нефтесборный коллектор выполнен из стеклопластиковых труб Ду-12” от ГЗУ-33птив до узла стальной арматуры Н-2 в районе ГЗУ-34п протяженностью 107 м;

Резервный основной (11А) нефтесборный коллектор выполнен из стеклопластиковых труб Ду-12” от ГЗУ-33птив до узла стальной арматуры Н-2 в районе ГЗУ-34п протяженностью 2105 м;

#### ЦДН-2:

нефтесборный коллектор от ГЗУ-16 до ДНС-2 выполнен из 2-х стеклопластиковых труб Ø12” , протяженностью каждый 2871,66 м;

нефтесборный коллектор от ГЗУ-27 до ДНС-2 выполнен из стального трубопровода Ду325 мм и стеклопластиковой трубы Ø12”, протяженностью каждый 1500 м;

нефтесборный коллектор от ГЗУ-30 до узла возле ГЗУ-32 выполнен из стеклопластиковых труб Ø12”и Ø 8 ” , протяженностью каждый 1387 м;

нефтесборный коллектор от ГЗУ-31 до ДНС-2 выполнен из 2 параллельно проложенных стеклопластиковых труб Ø8”и Ø12” , протяженностью 3932м;

нефтесборный коллектор от ГЗУ-32 до узла выполнен из стеклопластиковых труб Ø12”, протяженностью 237,9 м.

По промысловым данным, трубопроводы, выполненные из стеклопластика, служат в несколько раз дольше, чем стальные. Основной причиной выхода из строя наземного оборудования и стальных трубопроводов является коррозия. С целью уменьшения осложнений в системе сбора и транспорта, рекомендуется продолжить замену стальных нефтепроводов на стеклопластиковые, а именно от ГЗУ-27 до ДНС-2.

В таблице 6.3.4 представлены проектные мощности и фактическая загруженность по ГЗУ на месторождении Каражанбас.

**Таблица 6.3.4– проектные мощности и фактическая загруженность ГЗУ**

| № п/п  | № ГЗУ  | Ед. изм.      | Фактическая  | Проектная    | Загруженность, % |
|--|--------|---------------|--------------|--------------|------------------|
| <b>Производительность групповых установок ЦДН-1:</b> |        |               |              |              |                  |
| 1  | ГЗУ-12 | м³/сут        | 15938        | 12000        | 133%             |
| 2  | ГЗУ-33 | м³/сут        | 7486         | 8000         | 93,6%            |
| 3  | ГЗУ-34 | м³/сут        | 7446         | 12000        | 62%              |
| <b>Производительность групповых установок ЦДН-2:</b> |        |               |              |              |                  |
| 1  | ГЗУ-16 | м³/сут        | 11500        | 20000        | 63%              |
| 2  | ГЗУ-27 | м³/сут        | 4100         | 8000         | 51%              |
| 3  | ГЗУ-30 | м³/сут        | 7800         | 8000         | 96%              |
| 4  | ГЗУ-31 | м³/сут        | 7200         | 12400        | 60%              |
| 5  | ГЗУ-32 | м³/сут        | 5600         | 7000         | 80%              |
| <b>ИТОГО по ГЗУ</b>                                  |        | <b>м³/сут</b> | <b>67070</b> | <b>87400</b> | <b>79,8 %</b>    |





Как показывают данные, представленные в таблице, ГЗУ-12 перегружена и ГЗУ-30 загружена более чем на 90% от проектной мощности. При расширении системы сбора и подключении к данным ГЗУ дополнительных добывающих скважин, увеличится объем жидкости, поступающей на эти ГЗУ, необходимо ГЗУ-37 для увеличения их мощности.

Принципиальная технологическая схема ГЗУ представлена на рисунке 6.3.2.

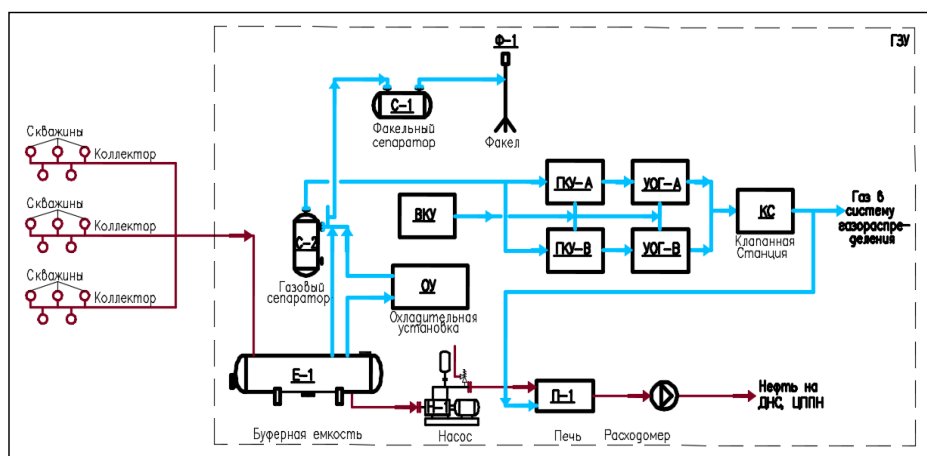


Рисунок 6.3.2– Принципиальная технологическая схема ГЗУ

Технологический процесс на ГЗУ осуществляется следующим образом: поток нефтегазовой смеси проходит первичную сепарацию в буферных емкостях, откуда дегазированная нефть откачивается насосами на ДНС, либо на ЦППН. Выделившийся после сепарации попутный газ поступает на установки подготовки газа (УПГ), которые находятся на территории ГЗУ.

Нефтегазовая смесь со скважин поступает на площадку входных манифольдов, с максимальным давлением 2,2 МПа. Далее по коллекторам поток направляется в буферные емкости Е-1...6, где происходит разгазирование нефтегазовой смеси.

В буферных емкостях происходит предварительное отделение газа от водонефтяной смеси. Давление в емкостях поддерживается регулятором давления прямого действия "до себя".

На входных коллекторах в емкости установлена запорная арматура. Разгазированная жидкость подается на питающий коллектор перекачивающих насосов Н/1...12, марки Sigma LPV или «НБ-125». Нефть после насосов Н/1...12 поступает на вход печей подогрева П/1...4. Подогретая 35-60<sup>о</sup>С нефть поступает в коллектор и далее на ДНС-2 или ЦППН. Топливом для печи служит попутный газ, выделившийся в буферных емкостях и осушенный в газосепараторе С-2, поступающий по трубопроводу Ду 50мм на ГРП печей. Печь подогрева комплектуется устройством контроля пламени и контроля температуры продукта на выходе из печи. На питающих линиях предусмотрены патрубки с арматурой



Ду 50мм для слива жидкости.

Для учета нефти, поступающей с ГЗУ на ДНС-2 или ЦППН, на существующем коллекторе предусмотрен расходомер.

Попутный нефтяной газ, выделившийся из буферных емкостей, поступает на вход газового сепаратора (С-2), где происходит отделение капельной жидкости. После сепаратора направляется в межтрубное пространство кожухотрубчатого теплообменника Т-1/1 с U-образными трубками для предварительного охлаждения. В Т-1/1 газ охлаждается до плюс 1,6 ÷ максимум плюс 15°С встречным потоком этиленгликоля (ЭГ) поступающего из холодильной машины Х-1/1. После теплообменника Т-1/1 предварительно охлажденный газ с давлением 0,04 МПа (изб.) по трубопроводу поступает в выносной каплеуловитель ВК-1/1, где улавливается капельная жидкость после частичной конденсации газа за счёт снижения его температуры.

Охлажденный газ после ВК-1/1 поступает в газовый сепаратор ГС1-2,5-600-1-И в котором происходит улавливание выделившейся (в результате охлаждения газа) капельной жидкости и окончательная его очистка от механических примесей. По мере накопления жидкости в сепараторе, жидкость отводится через запорный кран с электроприводом в дренажную емкость. Подготовленный охлажденный газ из газового сепаратора ГС1-2,5-600-1-И, проходя через конусообразный сетчатый фильтр для улавливания мелких механических примесей, поступает в сепаратор предварительного улавливания капельной жидкости Bidell. По мере накопления жидкости в сепараторе, жидкость отводится через автоматический пневматический клапан “Fisher Controls” D4 в дренажную емкость.

Аварийный сброс газа с предохранительного клапана Farris Engineering 26HA10-120 газового сепаратора Bidell предусмотрен в трубопровод, который отправляется на факельную установку. Сепаратор оснащен приборами КИПиА, контролируемые панелью управления HMI Allen Bradley SLC-500 компрессорной установки.

После входного газового сепаратора, попутный газ с давлением 0,03 МПа и с температурой плюс 1,6 С, максимум плюс 15 С проходя, через конусообразный сетчатый фильтр для улавливания мелких механических примесей поступает в маслозаполненный роторный винтовой компрессор Sullair PDR 25X GD с электроприводом 450 KW CJB06002NCA6K для компримирования. Компримированный попутный газ с давлением 0,85 МПа и с температурой 109°С поступает в сепаратор Bidell с объемом 1,6 м3 для отделения смазочного масла от газа. Сепаратор оснащен сигнализатором уровня масла, датчиками давления и температуры и другими приборами КИПиА которые контролируются панелью управления HMI Allen Bradley SLC-500. Аварийный сброс газа с предохранительного клапана Farris Engineering 26HA10-120 газового сепаратора Bidell предусмотрен в трубопровод, который отправляется на факельную установку.

После масляного сепаратора газ проходя через воздушный охладитель компрессора



96-AEF-R с давлением 0,85 МПа и с температурой 109 С охлаждается до 27-36 С. Воздушный охладитель имеет двойную функцию: 1) охлаждает газ до заданной температуры, 2) охлаждает хладагент (гликоль 50/50) для охлаждения системы смазки компрессора. После чего, газ направляется на установку осушки газа "Soltech Project Inc. Газ поступает через нижний штуцер совмещенного сепаратора с гликолевым абсорбером V-100, где происходит отделение свободной воды и нефтяного конденсата, а также регулируется уровень жидкости через отдельные дренажные линии. Газ поднимается вверх по каплеуловителю и поступает в абсорбер, где проходит через противоположное течение регенерированного гликоля, через 8 приваренных тарелок с барботажными колпачками. Для эффективности осушки газа давление газа в абсорбере не должна быть ниже 0,76МПа и температура гликоля должна быть на +20°С выше температуры газа. Осушенный газ после абсорбера поступает в газо-гликолевый теплообменник для теплообмена с регенерированным гликолем, поступающий в абсорбер. Осушенный теплый газ выходит из блока установки осушки газа в качестве готового топливного газа и направляется на узел учета, после чего поступает в трубопровод собственных нужд в систему газораспределения месторождения.

Насыщенный водой гликоль выпаривается в испарительной емкости насыщенного гликоля V-1000 при низком давлении для выделения углеводородных газов. После чего насыщенный гликоль проходит через камеру колонны регенерации гликоля, где происходит тепловой и массовый обмен с паром поступающего из ребойлера. В ребойлере H-700 T-800 гликоль сразу нагревается до температуры примерно 204°С, при этом происходит испарение воды из гликоля. Регенерированный гликоль собирается в накопителе под секцией ребойлера через отпарную колонну. Накопитель служит рабочим баком электрического насоса P300-A/B, FMC-0405 DI, который перекачивает гликоль обратно в гликолевый абсорбер через газо-гликолевый теплообменник, тем самым завершая цикл.

Периодические сбросы газа с предохранительных клапанов осуществляются в факельную систему и сжигаются на факельной установке Ф-1, после прохождения газа через скруббер С-1. Для учета расхода газа, поступающего на факельную установку, предусмотрен расходомер.

Для дренажа оборудования предусмотрена дренажная система, включающая в себя дренажные трубопроводы, идущие от: буферных емкостей, насосов, скруббера, сепаратора газового, в подземные дренажные емкости Е-1.3. Откачка жидкости из проектируемой дренажной емкости производится погружными насосом. Дополнительно к этому предусмотрено аварийная откачка автотранспортом (передвижными средствами) с последующим вывозом в технологический отстойник месторождения Каражанбас для дальнейшей утилизации, а при откачке технологическим насосом, в нефтесборный



коллектор на ДНС-2 и ЦППН. В дренажные трубопроводы предусмотрена врезка вентиля Ду 25 для пропарки трубопроводов.

Блочные установки закачки реагентов установлены на входе и выходе с площадки ГЗУ, для ввода деэмульгатора, применяемого для разделения водонефтяной эмульсии и ингибитора коррозии – БР. В настоящее время не функционируют.

В таблице 6.3.5 представлен перечень технологического оборудования, установленного на ГЗУ месторождения Каражанбас.

**Таблица 6.3.5– Перечень технологического оборудования, установленного на ГЗУ месторождения Каражанбас**

| Технологическое оборудование      | ЦДН-1  |        |        |       | ЦДН-2  |        |        |        |        |       |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
|                                   | ГЗУ-12 | ГЗУ-33 | ГЗУ-34 | Всего | ГЗУ-16 | ГЗУ-27 | ГЗУ-30 | ГЗУ-31 | ГЗУ-32 | Всего |
| Буферная емкость                  | 6      | 4      | 6      | 16    | 6      | 2      | 2      | 4      | 2      | 16    |
| Дренажная емкость                 | 2      | 2      | 2      | 6     | 2      | 3      | 3      | 4      | 3      | 15    |
| Факел                             | 1      | 1      | 1      | 3     | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 5     |
| Насос НБ-125                      | -      | 4      | -      | 4     |        |        | 11     | 2      |        | 13    |
| Sigma LPV                         | 14     | 7      | 12     | 33    | 20     | 8      |        | 12     | 7      | 47    |
| Узел учета                        | 1      | 1      | 1      | 3     | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 5     |
| Установка осушки газа             | 1      | 2      | 1      | 4     | 1      | 1      | 3      | 3      | 3      | 11    |
| Газовый компрессор                | 1      | 2      | 1      | 4     | 1      | 1      | 3      | 3      | 3      | 11    |
| СОГ                               | 1      | 1      | 1      | 3     | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 5     |
| Газосепаратор V-0,8м <sup>3</sup> | 1      | 1      | 1      | 3     | 1      | 1      | 2      | 1      | 3      | 8     |
| Скруббер (ГС) V-11м <sup>3</sup>  | 1      | 1      | 1      | 3     | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 5     |
| БР-2,5                            | 2      | 2      | 2      | 6     |        | 1      | 1      | 1      | 1      | 4     |
| ПНТП-1,6                          | 4      | -      | 4      | 8     |        | 2      |        |        |        | 2     |
| Печь ПП-1,6                       |        |        |        |       |        |        |        |        | 2      | 2     |

На дату составления отчета выполнен рабочий проект по строительству новой ГЗУ-37 на ЦДН-1. Цель строительства разгрузка ГЗУ-12, загруженность которой по жидкости составляет 15938 м<sup>3</sup>/сут. Строительство ГЗУ-37 позволит разгрузить существующую транспортную систему сбора жидкости на западном участке месторождения Каражанбас, что приведет к уменьшению гидравлических потерь при транспорте скважинной продукции на ГЗУ. В свою очередь это позволит снизить устьевое давление, что приведет к увеличению добычи. Строительство ГЗУ-37 позволит эффективно распределять добываемую жидкость на западном участке месторождения

#### ***Текущее состояние действующей системы промысловой подготовки продукции скважин***

К объектам промысловой подготовки скважин на месторождении Каражанбас являются дожимная насосная станция (ДНС-2) и цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН).

#### ***Существующий технологический процесс на ДНС-2***

Нефтегазовая смесь с ЦДН-2 (ГЗУ-16, 27, 30, 31, 32) поступает на ДНС-2 для сброса пластовой воды. Технологическая схема сброса и подготовки пластовой воды на ДНС-2 заключается в первичном сбросе ее на УПС (установка первичного сброса), где в качестве



отстойника используется вертикальный резервуар Р-1, объемом  $V=5000\text{м}^3$  и дальнейшем отстое (сброс мехпримесей) ее в резервуаре отстойнике пластовой воды, где в качестве оборудования также используются резервуары Р-2,3, объемом  $V=5000\text{м}^3$ . Резервуары Р-1,2,3 соединены между собой соединительной трубой и являются сообщающимися сосудами.

Водонефтяная смесь в объеме до  $1500\text{ м}^3/\text{час}$  с обводненностью до 90% подается на УПС (Р-1) по трубопроводу Ду400. Отделившаяся вода подается по трубопроводу Ду300 во второй резервуар Р-2, который является отстойником пластовой воды, обеспечивая дополнительное время отстоя для отделения нефтяной эмульсии и мехпримесей (тонкий песок) из пластовой воды, далее по трубопроводу пластовая вода подается в третий резервуар Р-3, где происходит окончательный отстой пластовой воды. Попутный газ, выделившийся из нефти в РВС отводится через дыхательные клапана.

Отделенная нефть поступает по трубопроводу Ду400 на входной манифольд нефтяных насосов Sigma (12 рабочих+12 резервных). На выходе с насосной станции на байпасе обвязаны печи подогрева нефти ПТБ-10А – 3 шт. для нагрева до требуемых температур, далее нефть направляется на ЦППН.

В схеме предусматривается также возможность вывода из эксплуатации одного из резервуаров для проведения ремонтных работ. В этом случае любой резервуар будет работать как УПС с временным ухудшением качества подготовки пластовой воды, подаваемой на БКНС.

Резервуары оснащены дыхательными клапанами. Каждый резервуар оснащен системой КИПиА для обеспечения работы по основной схеме (УПС+резервуар+отстойник пластовой воды) и по варианту вывода одного из резервуара из эксплуатации. Насосы перекачки нефти работают по уровню и поддерживают заданные параметры.

Принципиальная схема ДНС-2 представлена на рисунке 6.3.3.

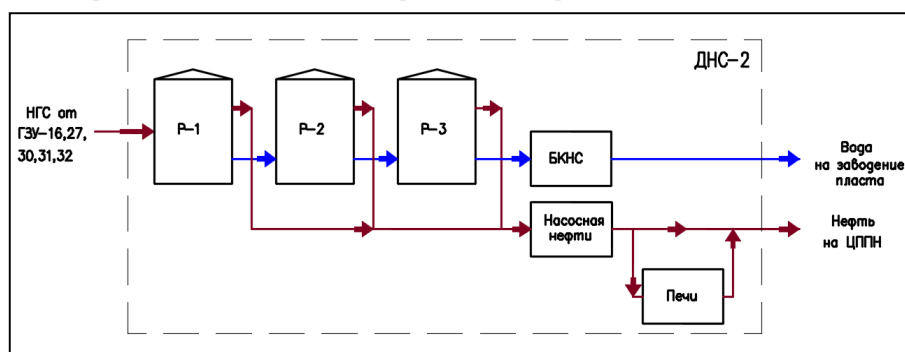


Рисунок 6.3.3– Принципиальная схема ДНС-2



***Существующий технологический процесс на ЦППН***

На ЦППН АО «КБМ» подготовка добываемой сырой нефти до товарной кондиции осуществляется по различным технологиям на технологической линии №1 и технологических линиях №№ 2, 3. На технологической линии №1 – термохимическим методом с последующим отстоем нефти в технологических резервуарах, на технологических линиях №№ 2 и 3 – электрическим методом без последующего отстоя.

Сырая нефть, добываемая из скважин, собирается на групповых установках ЦДН месторождения Каражанбас, где происходит первая ступень сепарации газа. Газ выделившийся в процессе сепарации на ГЗУ направляется на установки осушки и далее на газокompрессорную установку (типа PDR 25X GD или PC 40LB), где компримируясь подается в систему газосбора и частично на собственные нужды на подогрев водонефтяной жидкости.

На ЦППН дегазированная нефть поступает с ЦДН-1 и ЦДН-2 (ДНС-2).

Среднесуточная добыча нефти АО «Каражасбасмунай» в настоящее время составляет 5,8 – 5,9 тыс.тн, среднегодовая добыча по нефти – 2,14 млн. тн/год, среднегодовая добыча жидкости – 14,6 млн. тн/год.

*Технологическая линия №2 находится в консервации.*

*Технологическая линия №3 находится в консервации.*

*В состав сооружений участка стабилизации сырьевого потока входят следующие объекты:*

1. Пункт учета жидкости, поступающей с промыслов.
2. Буферные резервуары для приема промысловой жидкости и сброса свободной воды PBC-5000 № № 8 и 9 – 2 шт.
3. Межпарковая насосная станция для перекачки сырой нефти состоит из насосных агрегатов типа 6НДв - 7 шт.
4. Межпарковая насосная станция для откачки воды состоит из центробежных насосных агрегатов типа 1Д630-90 – 3шт. и насосного агрегата типа 1Д1250/63 – 2шт

*В состав сооружений Технологической линии №1 (А, В, С) входят следующие объекты:*

1. Насосная станция для внутренней перекачки подготавливаемой нефти, состоящий из насосных агрегатов типа 6НДв-б – 7шт.
2. Площадка нагрева нефти печи типа ПТБ-10А №№ 1, 2, 7, 8, 9 – 5 шт.
3. Отстойники ступени обезвоживания типа ОГ-200 № № 1, 2, 3, 5, 3А, 4, 4А– 7 шт.
4. Буферные резервуары по подготовке нефти в составе PBC-5000 № № 1, 2 и 3.
5. Нефтяная насосная станция для внутренней перекачки подготавливаемой нефти



состоит из насосных агрегатов типа 6НДв-б – 6 шт.

6. Площадка нагрева нефти печи типа ПТБ-10А № № 3, 4, 5, 6. - 4 шт.
7. Отстойники ступени обессоливания типа ОГ-200 № № 6 - 14 – 9 шт.
8. Технологические резервуары РВС-5000 № № 4, 5, 10, 11 - 4 шт.
9. Нефтяные насосные станций для внешней перекачки товарной нефти из:
  - РВС 5000м<sup>3</sup> №4, 5 в составе 1 насосного агрегата типа 8НДв-б и 2 насосных агрегатов типа 6НДв-б.
  - РВС-5000м<sup>3</sup> №10, 11 в составе 2 насосных агрегатов типа 6НДв-б и для откачки воды, отделившейся в технологическом резервуаре РВС-5000 №10, 11 в составе 2 насосных агрегатов типа Д-200.
10. Теплообменники типа «товарная нефть – пресная вода» НВГ – 5050, 5060 - 4 шт.
11. Реагентное насосное хозяйство для подачи в технологическое оборудование деэмульгаторов в составе 5 дозировочных насосов типа CEC702-297 MILTON ROY, 5 емкостей объемом 1 м<sup>3</sup> каждая.
12. Площадка нагрева волжской воды в составе 2 печей типа ПП-1,6.
13. Дренажные емкости объемом 50 м<sup>3</sup> – 4шт.
14. Насосная станция для откачки воды, отделившейся в технологических резервуарах РВС-5000 № 4, 5, (НБ-125- 1 ед. и 9 МГР – 1 ед.) и для РВС-5000 №10, 11 в составе 2 насосных агрегатов типа Д-200 и 2 насосных агрегатов типа НБ-125.
15. Насосы для откачки ловушечной нефти, уловленной в водяных резервуарах РВС-5000 № № 6, 6А и 7 типа НБ-125- 1 ед. и 9 МГР.
16. Водяные резервуары РВС-5000 № № 6, 6А и 7 для подготовки сточных вод.
17. Северный шламонакопитель объемом 1800 м<sup>3</sup> – 1 шт.
18. Отстойник технологических вод –1 шт.
19. Резервуары волжской воды РВС-2000 №№ 2а и 3а для хранения волжской воды, использованной при охлаждении нефти в теплообменниках, с дальнейшей подачей в коллектор на ЦПП (цех подготовки пара).

Согласно рабочему проекту «Модернизация объектов ЦППН месторождения Каражанбас»:

*технологическая линия №2 – находится в консервации, подлежит демонтажу;*

*технологическая линия №3 - находится в консервации, подлежит демонтажу.*

*Площадка коммерческого узла учета нефти (КУУН) состоит из:*

1. Блока измерительных линий (БИЛ)
2. Блока измерения качества нефти (БИКН)
3. Блока ПУ



4. Дренажные емкости РГС объемом  $8\text{ м}^3 - 2\text{ ед.}$
5. Системы обработки информации (СОИ).

*В состав сооружений товарного парка входят следующие объекты:*

1. Товарные резервуары РВС-10000 № № 1, 5, 7, 8.

Процесс подготовки нефтяной эмульсии на ЦППН осуществляется по следующей технологической схеме:

Нефтяная жидкость от ЦДН-1 и ЦДН-2 (ДНС-2) в объеме  $38000 - 40000 \text{ м}^3/\text{сут}$  поступает по самостоятельным коллекторам (основному и резервному) на пункт учета нефти (ПУН) ЦППН. Основными коллекторами считаются трубопроводы из стекловолоконных (Fiberglass) труб диаметром Ду-300мм, резервные коллектора выполнены из стальных труб диаметром Ду-300мм.

Средняя обводненность по цехам составляет по: ЦДН-1 – 95 %, ЦДН-2 – 60% с общей обводненностью 85 %. Нефтяная жидкость с промыслов ЦДН-1, ЦДН-2 (ДНС-2) приходит с температурой –  $30^\circ\text{C}$  в летний период в зимний –  $20^\circ\text{C}$ .

После ПУН нефтяная жидкость единым потоком со средней обводненностью 80-85% и температурой  $25-30^\circ\text{C}$ , поступает в 2 параллельно работающих буферных вертикальных резервуара РВС-5000 №№ 8 9. Буферные резервуары РВС №№ 8, 9 стабилизируют нефтяной поток, сглаживают неравномерное поступление больших объемов продукции с месторождения и обеспечивают достаточное время для отделения значительного объема свободной пластовой воды около (до  $35000 \text{ м}^3/\text{сут}$ ). Отделившаяся пластовая вода откачивается центробежными насосами (типа 1Д630-90 – 4шт. и насосного агрегата типа 1Д1250/63а – 4шт) в коллектор пластовой воды и далее в водяные резервуары РВС-5000 № № 6, 6А, 7.

Нефтяная эмульсия с буферных резервуаров РВС № 8, 9 с обводненностью около 35-40% с верхних уровней для РВС №8 - 8,5 и 10,2 м и для РВС №9 - 9,5 и 11 м отбирается центробежными насосами сырой нефти типа 6НДв - 10 шт. и подается отдельными потоками на три технологические линии №№ 1, 2, 3.

*Подготовка нефти на Технологической линии №1 (старый парк)*

Первая технологическая линия является термохимической, подготовка на которой осуществляется с применением реагента – деэмульгатора и подогревом эмульсии до температуры  $T + 93^\circ\text{C}$ .

В настоящее время подготовка нефти на технологической линии №1 осуществляется тремя отдельными потоками 1А, 1Б и 1В путем последовательного нагрева и отстоя на печах, отстойниках и технологических резервуарах.

Поток нефти буферных резервуаров РВС-5000 №№ 8, 9, где через нефтяные





ловушки, расположенные на РВС № 8 – на высоте 8,5 и 10,2 м и для РВС № 9 – на высоте 9,5 и 11 м перетоком направляется на вход перекачивающего насоса 6- НДВ производительностью 320 м. куб/час, давл. 4,5-5,0 кг/см<sup>2</sup>. На входе насоса для более эффективного разделения воды в поток нефтяной эмульсии, подаётся реагент-деэмульгатор Рандем 2208 (Дозировка химического реагента регулируется в зависимости от технологического процесса 715 л/сут и может меняться). Реагент, смешиваясь с нефтью, насосами сырой нефти подается на печи прямого подогрева ПТБ-10 №№ 1, 2, 7, 8, 9, где нагревается до температуры 90-93 °С.

Далее, подогретая жидкость поступает на 7 попарно-параллельно расположенных горизонтальных отстойника объемом 200 м<sup>3</sup>: Линия 1А - на ОГ-200 №№ 3А, 4, 4А; Линия 1 В – на ОГ-200 №№ 1, 2; Линия 1С – на ОГ-200 №№ 3, 5.

В указанных отстойниках происходит дальнейшее отделение оставшейся части свободной воды и связанной воды, выделившейся в результате нагрева и транспортировки. Содержание воды в нефти после ОГ-200 №№ 1, 2, 3, 3а, 4, 4а, 5 составляет в среднем 10 – 25% и замеряется в точке замера. Давление поддерживается равным 1,8 - 2,2 атм.

Для зачистки сосудов от песка насосами 811М (насосная площадка №9) подается пластовая вода. Сброс песка производится в северный шламонакопитель.

После первой ступени отстоя нефтяная эмульсия по трубопроводу Ø325 мм поступает в технологические резервуары №1, 2, 3 (5 000 м<sup>3</sup>), где межфазовый уровень «нефть - вода», поддерживается в пределах 3,0 - 3,5 м, верхний предельный уровень нефти – 13,5 м:

- линия 1 А – на вход технологического резервуара РВС-5000 №1;
- линия 1 В – на вход технологического резервуара РВС-5000 №2.
- линия 1 С – на вход технологического резервуара РВС-5000 №3.

После динамического отстоя в резервуарах РВС №1, 2, 3 (5000 м<sup>3</sup>) нефть с обводненностью 5,0 – 20,0 % отбирается из верхних переливов центробежными насосами 6 нДб (в количестве 6 ед.) и подается на вход печей ПТБ-10 № 3, 4, 5 и 6 (одна из которых находится в резерве). Одновременно на выход насосов подаются деэмульгатор Рандем 2208 и пресная волжская вода для вымывания солей из нефти.

После нагрева до 90-93 °С нефть поступает на строено-параллельно расположенные отстойники ОГ-200 №№ 6– 14, где происходит сброс отделившейся воды, и продукция с обводненностью 0,2 – 5 % попадает в технологические резервуары РВС-5000 №№ 4, 5, 10,11.

На технологических РВС 4,5,10,11 в зависимости от результатов ходовых проб, отобранных на горизонтальных отстойниках II ступени, применяется два вида



технологического процесса. В случае, если ходовые пробы при подготовке нефти показывают хорошие показатели, то нефть с верхних уровней (на РВС 4 и 5 – 9,5 м,) самотеком направляется на прием насосов перекачки 6нДб и 8нДб и далее подаются через кожуховые части теплообменных аппаратов НВГ-5050 и 5060 типа «товарная нефть-пресная вода» в товарные резервуары РВС-10000 №№ 1, 5, 7, 8, где и происходит окончательная подготовка нефти к сдаче в «КазТрансОйл». Температура нефти в теплообменниках снижается до 60 – 65 °С, а охлаждающим агентом служит волжская вода, применяемая для вымывания солей из нефти.

В случае если результаты ходовых проб, отобранных на горизонтальных отстойниках II ступени – неудовлетворительны, то процесс подготовки следующий.

Подогретая и обезвоженная нефть с ОГ-200 №№ 6 – 14 поступает на технологические резервуары РВС 5000 № 4,5,10,11, где нефть отстаивается. После отстоя, который длится от 4 – 6 часов, с резервуаров откачивается насосами (нб-125 - 2 ед.) подтоварная вода и направляется на голову процесса в буферные резервуары. Далее отбираются пробы нефти (согласно требованиям, с 3 точек, резервуара: верхний, средний и нижний) и при соответствии с нормой, готовая нефть насосами перекачки той же технологической цепочкой направляется на теплообменник и далее с температурой около 60 °С подается в товарные резервуары. Принципиальная схема подготовки нефти на ЦППН ПУ «Каражанбасмунай» показана на рисунке 6.3.4.

*Описание схемы циркуляции попутно добываемой воды*

Подготовка попутно добываемой воды на ЦППН АО «Каражанбасмунай» осуществляется в водяных резервуарах РВС-5000 №№ 6А, 6, 7.

При подготовке нефти на участке стабилизации сырьевого потока сточная вода из буферных резервуаров РВС-5000 №№ 8 и 9 поступает в 3 параллельно работающие резервуары РВС-5000 №6А №№ 6 и 7. Все три резервуара работают, как сообщающиеся сосуды и соединены между собой переливом на уровне 1,7 м, вода самотеком переливается с одного резервуара в другой.

«Ловушечная» нефть, уловленная с верхних уровней водяных резервуаров, нефтяными насосами перекачивается на начало технологического процесса на вход буферных резервуаров РВС 5000 № 8, 9 посредством насосов 9МГР и НБ-125.





Попутно добываемая вода с резервуаров РВС-5000 №№ 6, 6а и 7 насосами БКНС №№ 1, 2, 3 откачивается в систему поддержания пластового давления (ППД) для закачки в внутриконтурные нагнетательные и законтурные водонагнетательные скважины.

Попутно добываемая вода с установок, аппаратов, отстойников и технологических резервуаров старого и нового парка откачивается насосами на начало технологического процесса в буферные резервуары РВС-5000 №№ 8 или 9.

Регулирование расхода воды из этих аппаратов производится в соответствии с уровнем водяной фазы в аппаратах при помощи регулирующих клапанов или механических задвижек.

#### *Описание схемы циркуляции технической (пресной) воды*

Технология подготовки нефти на ЦППН АО «КБМ» предусматривает использование пресной технической волжской воды. Источником пресной воды является волжская вода, транспортируемая из Астраханской области.

Волжская вода на ЦППН разделяется на два потока.

Техническая вода первого потока подогревается до 60 °С в печах ПП-1,6 для использования в процессе обессоливания старого парка. Ввод воды в старом парке производится перед печами ПТБ-10 №№ 3, 4, 5, 6. Суточный расход составляет для первого потока 1000 м<sup>3</sup>/сут, при этом для каждой технологической линии 1а, б, в примерно 350 м<sup>3</sup>/сут.

Техническая вода второго потока используется в качестве рабочего агента в теплообменниках «товарная нефть – пресная вода» для охлаждения товарной нефти Технологических линий № 1 старого парка и №3 старого парка. После теплообменников пресная вода направляется обратно в коллекторы волжской воды для использования на объектах парогенераторных станций.

#### *Описание схемы отвода газа*

Газовый фактор на месторождении Каражанбас составляет 8 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Большое количество попутного газа отделяется на групповых замерных установках после 1-ой ступени дегазации. На ЦППН поступает водонефтяная эмульсия с крайне низким содержанием попутного газа.

Попутный газ, выделившийся из нефти в результате нагрева в аппаратах УПС, электродегидраторе, отводится через предохранительную систему сброса на скруббер и далее на сбросную свечу. Выделившийся из РВС газ отводится в газоуравнительную систему и далее в дренажную емкость.



*Технические решения согласно рабочему проекту «Модернизация объектов ЦППН месторождения Каражанбас»:*

Техническими решениями предусматривается демонтаж морально и физически устаревшего оборудования, которое не используется уже несколько лет. В состав демонтируемого оборудования входят следующие объекты:

1) **Оборудование и инженерные коммуникации 2-ой технологической линии:**

СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПЛОЩАДКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЛИНИИ N 2:

- Площадка насосов нефти буферных резервуаров РВА-4010А/В, РВА-4020;
- Площадка водяного насоса буферного резервуара РВА-4030А/В/С;
- Площадка входного теплообменника нефти НВГ-5030;
- Площадка УПС с подогревом;
- Скрубер топливного газа;
- Площадка теплообменника пресной и пластовой воды;
- Площадка электродегидратора;
- Площадка дренажной емкости  $V=16\text{м}^3$ ;
- Площадка насосов товарной нефти;
- Площадка насосов воды для зачистки песка;
- Площадка насосов пресной воды;
- Система распределения воздуха КИП.

2) **Оборудование и инженерные коммуникации 3-ей технологической линии:**

СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПЛОЩАДКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЛИНИИ N 3:

- Площадка насосов нефти буферных резервуаров РВА-4270/4280;
- Площадка насосов товарной нефти РВА-4290/4300;
- Площадка насосов для зачистки песка РВА-4140;
- Площадка УПС НАМ-5130 И БЛОК-МОДУЛЯ;
- Площадка электродегидратора НВК-5140;
- Площадка теплообменника НВГ-5070;
- Площадка печей подогрева нефти;
- Площадка дренажной емкости  $V=16\text{м}^3$ ;
- Газорегуляторные пункты шкафные ГРПШ-13-2НВ-ПУ1;
- Система распределения воздуха КИП.



**3) Оборудование и инженерные коммуникации системы по переработке некондиционной нефти (FOX-15);**

**4) Оборудование и инженерные коммуникации установки по извлечению песка из потока нефти на входе ЦППН (MERPRO).**

Также согласно техническим решениям предусматривается замена существующих отстойников и печей подогрева нефти на новые более усовершенствованные. Перечень модернизируемых объектов: ОГ-200 № 3А; ОГ-200 № 4А; ОГ-200 № 5; ПТБ-10А № 1; ПТБ-10А № 2; ОГ-200 № 1; ОГ-200 № 2; ОГ-200 № 3; ПТБ-10А № 7; ПТБ-10А №8; РВС № 13; РВС № 14; ОГ-200 № 6; ОГ-200 № 7; ОГ-200 № 8; ОГ-200 № 9; ОГ-200 № 10; ОГ-200 № 11; ПТБ-10А № 3; ПТБ-10А № 4; ОГ-200 № 12; ОГ-200 № 13; ОГ-200 № 14; ПТБ-10А №5; ПТБ-10А №6.

**6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа**

По месторождению Каражанбас предусматривается переработка/ утилизация сырого газа по одному направлению – на собственные нужды предприятия в качестве топлива для работы газопотребляющего оборудования при подогреве добываемой продукции.

Ниже в таблице 6.4.1 представлена динамика изменения переработки/утилизации сырого газа за последние 5 лет (с 2015 года по 2019 год) с учетом планово-предупредительных и профилактических работ, проверок работоспособности оборудования.

**Таблица 6.4.1– Динамика изменения переработки/утилизации сырого газа за 2015-2019 гг.**

| № | Показатели   | 2015 г.  | 2016 г.  | 2017 г.  | 2018 г.  | 2019 г.   |
|---|--|----------|----------|----------|----------|-----------|
| 1 | Добыча нефти, тыс. т                                       | 2138     | 2127.1   | 2141.1   | 2161.8   | 2164.050  |
| 2 | Добыча сырого газа, тыс. м3                                | 39774.35 | 37837.24 | 36041.70 | 44846.98 | 54079.217 |
| 3 | Неизбежное сжигание газа, тыс. м3                          | -        | 222.21   | 331.99   | 264.38   | 256,594   |
| 4 | Собственные производственно-технологические нужды, тыс. м3 | 39774.35 | 37520.53 | 35615.20 | 44577.66 | 53816,674 |

На основании показателей по добыче нефти и газа «Анализ разработки месторождения Каражанбас», 2019 (Протокол ЦКР РК № 10/8 от 31.05.2019 г., Приложение А) в таблице 6.4.2 представлен баланс сырого газа месторождения Каражанбас.

**Таблица 6.4.2– Баланс сырого газа месторождения Каражанбас**

| Годы | Добыча нефти, тыс. т | Добыча газа, млн. м <sup>3</sup> | Объем закупаемого сырого газа из м. Каламкас | Объем потребления газа на собствен. нужды млн. м3 | Объем сжигания газа, млн. м3 |                     |                 |              |       |
|------|----------------------|----------------------------------|--|---|------------------------------|---------------------|-----------------|--------------|-------|
|      |                      |                                  |  |   | При пуско-наладке V6         | При эксплуатации V7 | При ТО и ППР V8 | При сбоях V9 | ИТОГО |
| 2021 | 2156,20              | 43,21                            | 349,531                                      | 392,345   | 0                            | 0                   | 0,396           | 0            | 0,396 |
| 2022 | 2153,51              | 43,38                            | 349,361                                      | 392,345   | 0                            | 0                   | 0,396           | 0            | 0,396 |
| 2023 | 2150,50              | 43,57                            | 349,171                                      | 392,345   | 0                            | 0                   | 0,396           | 0            | 0,396 |



### 6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Для поддержания пластового давления (ППД) на месторождении Каражанбас осуществляется закачка воды и пара, а также ведется закачка воды в законтурную область. Нагнетание воды производится на центральном и западном участке, стационарная закачка пара (паротепловое воздействие – ПТВ) - на восточном и северном.

На месторождении Каражанбас закачка воды для ППД с целью эффективного извлечения пластовой нефти осуществляется с 1980-х годов. За длительный период разработки на месторождении Каражанбас создана обширная система ППД, включающая в себя: блочные кустовые насосные станции БКНС с подключенными к ним через телескопическую сеть нагнетательных трубопроводов, нагнетательными скважинами, по территориальному признаку, без учета их принадлежности к эксплуатационным объектам и поглощающим характеристикам.

Подача воды с высоким давлением в нагнетательные скважины для заводнения продуктивных пластов на месторождении Каражанбас производится четырьмя блочными кустовыми насосными станциями (БКНС), относящихся к цеху поддержания пластового давления (ЦППД). Нагнетание воды производится на центральном участке через БКНС-ДНС, западном участке БКНС-1, ЦППН. Законтурная закачка производится БКНС-2, БКНС-3, ЦППН.

Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин на 12.10.2020 г. составляет 770 ед., в том числе в действующем фонде находилось 753 скважин, из них: водонагнетательных – 468 ед., и паронагнетательных – 302 скважин, в бездействующем фонде 16 скважин.

Объем закачки воды в нагнетательные скважины на месторождении Каражанбас в среднем составляет 42 м³/сут и варьируется в пределах от 10 до 70 м³/сут. Замер производится на устьевых расходомерах индивидуально по каждой скважине NuFlo.

Давление закачки на устьях нагнетательных скважин составляет от 0,0 до 4,4 МПа. Устьевое давление законтурных скважин варьируется от 1,8 МПа до 6,2 МПа.

Мощность систем ППД приведена в таблице 6.5.1

Таблица 6.5.1– Мощность систем ППД

| Наименование периода | Горизонт (объект) | Кол-во нагнет. скв., шт. | Тех. режим эксплуатации (от и до) |                          |                        |
|----------------------|-------------------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------------|------------------------|
|                      |                   |                          | Приемистость, м³/сут              | Давление нагнетания, МПа | Забойное давление, МПа |
| 12.10.2020           | I                 | 222                      | 7723                              | 0.14                     | 0.49                   |
|                      | II                | 170                      | 5194                              | 0.11                     | 0.49                   |
|                      | III               | 60                       | 2408                              | 0.15                     | 0.56                   |



Принципиальная схема системы ППД месторождения Каражанбас представлена на рисунке 6.5.1 и схема расположения объектов системы ППД на месторождении Каражанбас представлена на рисунке 6.5.2. и 6.5.3.

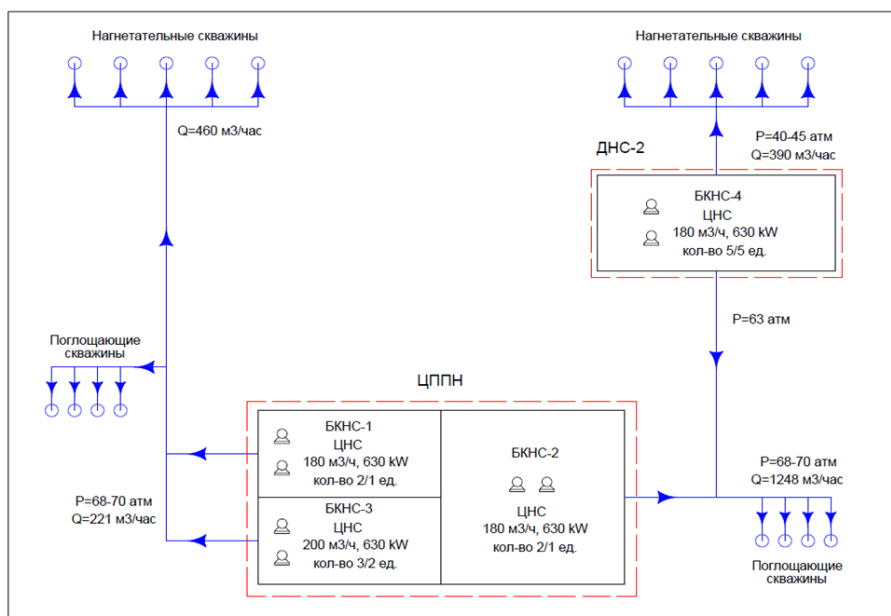


Рисунок 6.5.1– Принципиальная схема системы ППД на месторождении Каражанбас





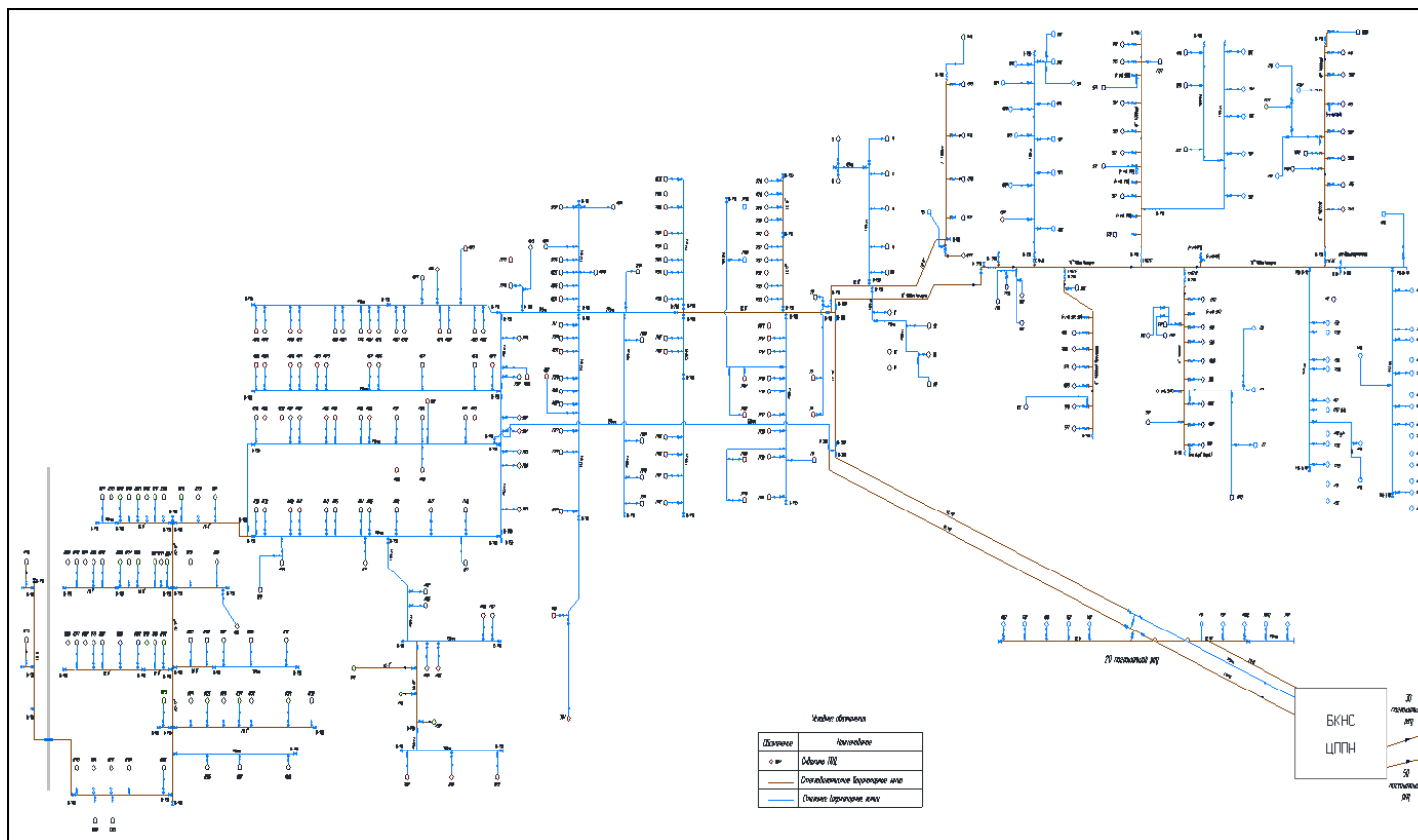


Рисунок 6.5.2– Принципиальная схема системы ППД на месторождении Каражанбас БКНС-ЩПН

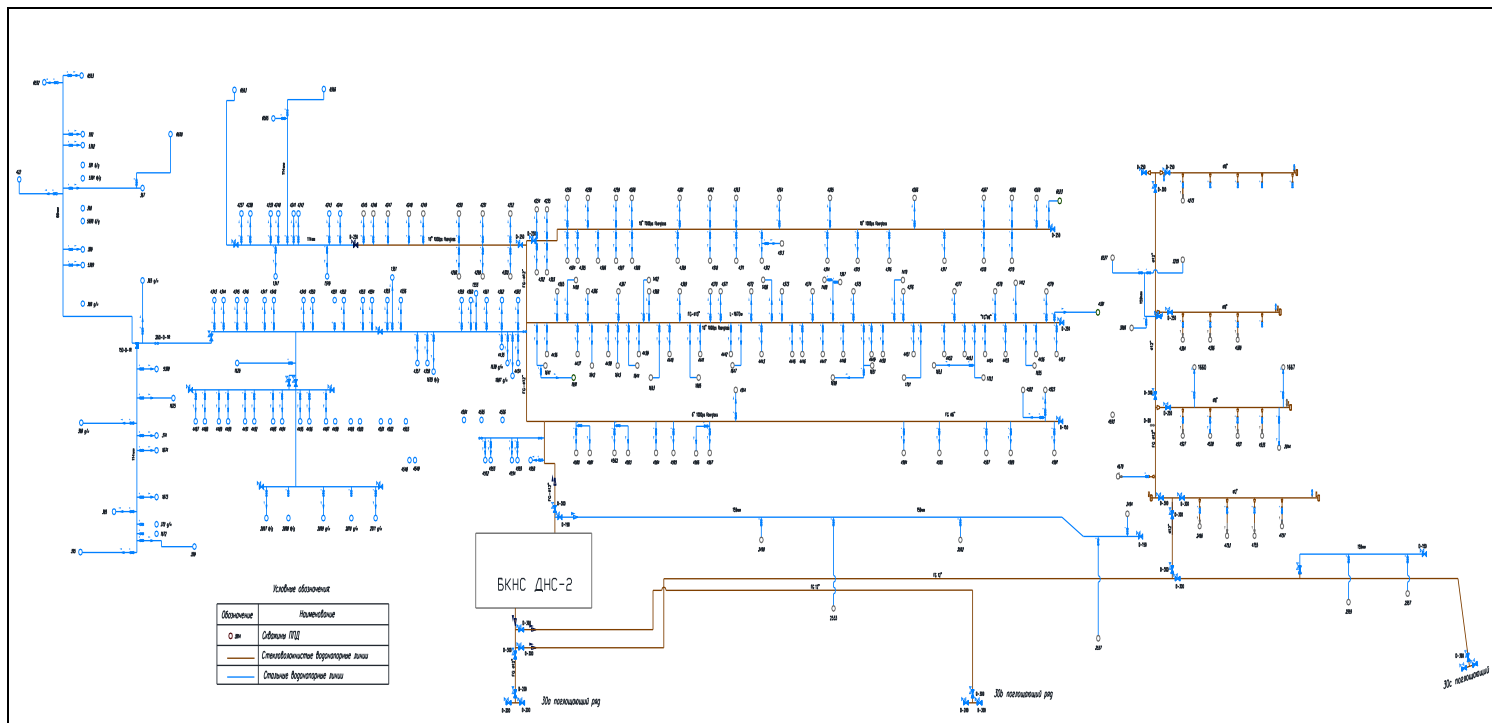


Рисунок 6.5.3– Принципиальная схема системы ППД на месторождении Каражанбас БКНС-ДНС-2

Принцип работы системы ППД заключается в следующем. Закачиваемый агент по низконапорным трубопроводам под давлением 0,2 МПа поступает на БКНС, где насосами типа ЦНС «Сигма» 150 СДВ-400-22/12 подается на осевой высоконапорный коллектор с давлением 7 МПа. Далее вода по разводящим нагнетательным трубопроводам, которые подключены к осевым коллекторам рядной системой, закачивается в нагнетательные скважины. На БКНС предусмотрена дренажная система, которая используется для слива жидкости из трубопроводов и аппаратов в случае проведения ремонтных и профилактических работ, с последующей откачкой её в технологический процесс. Весь процесс на БКНС полностью автоматизирован, что позволяет вовремя устранять неполадки в системе.

Для определения расхода закачиваемой воды на БКНС установлены стационарные счетчики Sitrans FST030.

Регулирование расхода воды осуществляется на устье скважины путем изменения диаметра установленного штуцера.

Система ППД на месторождении Каражанбас включает:

- блочные кустовые насосные станции (БКНС) - 4 ед.;
- низконапорные осевые коллектора до БКНС Ду – 219мм, 325мм, 426 мм и 500мм;
- осевые высоконапорные коллектора от БКНС Ду 150 - 300 мм;
- напорные трубопроводы от коллекторов до скважин Ду 80 мм.

На всех БКНС установлено идентичное оборудование.

В системе ППД используются центробежные секционные горизонтальные насосы типа Сигма 150СДВ-400-22-12/16, технические характеристики насосов позволяют нагнетать воду в продуктивные пласты под давлением до 6,5/7,5 МПа. Оптимальная производительность насосов составляет 180/216 м<sup>3</sup>/ч. В настоящее время из 21 насосов, установленных на БКНС №1, 2, 3, 4, на месторождении Каражанбас в эксплуатации находится 12 агрегатов Сигма 150СДВ-400-22-12/16, в резерве – 9 ед. Резервные насосы используются в случае аварийных и плановых работ. Как следует из представленных данных, все БКНС обеспечивают закачку воды в соответствии с технологическими режимами и имеют дополнительную мощность при вводе в эксплуатацию резервных насосов, при этом закачка проектных объемов воды будет обеспечена.

#### ***Текущее состояние трубопроводов системы закачки воды для ППД***

На месторождении Каражанбас за длительное время эксплуатации создана обширная сеть водоводов высокого давления, различного диаметра по которым вода



закачивается в нагнетательные скважины. В основном используются стальные трубопроводы и СПТ. Водоводы в системе ППД приведены в таблице 6.5.2.

**Таблица 6.5.2-Водоводы системы ППД**

| Назначение   | Категория | Технические характеристики |                                      |                 |               |
|--|-----------|----------------------------|--------------------------------------|-----------------|---------------|
|  |           | Диаметр (мм)               | Рабочее давление кгс/см <sup>2</sup> | Температура, °С | Длина, (м)    |
| Водонапорные коллектора на нагнетательные скважины | IV        | 114                        | 80                                   | 45              | 4250          |
|  | IV        | 159                        | 80                                   | 45              | 9900          |
|  | IV        | 168                        | 80                                   | 45              | 667           |
|  | IV        | 219                        | 80                                   | 45              | 14000         |
|  | IV        | 325                        | 80                                   | 45              | 4782          |
|  | IV        | 6" *                       | 80                                   | 45              | 4720          |
|  | IV        | 8" *                       | 80                                   | 45              | 1942          |
|  | IV        | 12" *                      | 80                                   | 45              | 10130         |
|  | II Г      | 377                        | 80                                   | 45              | 326           |
|  | II Г      | 273                        | 80                                   | 45              | 354           |
|  | II Г      | 219                        | 80                                   | 45              | 3560          |
|  | II Г      | 159                        | 80                                   | 45              | 7175          |
| <b>Итого:</b>                                      |           |                            |                                      |                 | <b>61 896</b> |

Примечание: \* - Стекловолоконистые трубы (в дюймах).

На месторождении на участках высокого давления от напорного коллектора до нагнетательных скважин используются бесшовные трубы в металлическом исполнении Двн 69×10 мм и СПТ Ø-2" и 3".

По промысловым данным, трубопроводы, выполненные из стеклопластика, служат в несколько раз дольше, чем стальные. Основной причиной выхода из строя наземного оборудования и стальных трубопроводов является коррозия. В связи с этим, с целью уменьшения осложнений в системе ППД, связанных с коррозией, недропользователем осуществляется подача ингибитора коррозии Ранкор 1496А.

#### **Требования к качеству закачиваемых вод**

Подготовка закачиваемых вод направлена на удаление механических примесей, эмульгированной нефти до нормируемых показателей, снижение коррозионной агрессивности, предотвращения солеобразования при взаимодействии разных видов вод для сохранения фильтрационных характеристик пласта, подавление роста микроорганизмов для предупреждения развития биоциноза. При этом обеспечение высокого качества вод необходимо осуществлять доступными техническими средствами с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами. В соответствии с требованиями нормативной документации качество воды, используемой для заводнения нефтяных пластов, должно соответствовать определенным нормативам. Согласно СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» все закачиваемые воды, по качеству должны удовлетворять следующим требованиям.

1. Водородный показатель (рН). Значение рН должно находиться от 4,5 до 8,5.



2. Фильтрационная характеристика. При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.

3. Совместимость с пластовой водой и породой. При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики в соответствии с п.2.

4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм не крупнее 1 мкм.

5. Содержание нефти и механических примесей. В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 6.5.3.

Таблица 6.5.3- Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде

| Проницаемость пористой среды коллектора, мкм <sup>2</sup> | Коэффициент относительной трещиноватости коллектора | Допустимое содержание в воде, мг/л |       |
|---|---|------------------------------------|-------|
|   |   | механических примесей              | нефти |
| до 0,1 вкл.   | -   | до 3                               | до 5  |
| свыше 0,1   | -   | до 5                               | до 10 |
| до 0,35 вкл.  | от 6,5 до 2 вкл.                                    | до 15                              | до 15 |
| свыше 0,35  | менее 2   | до 30                              | до 30 |
| до 0,6 вкл.   | от 35 до 3,6 вкл.                                   | до 40                              | до 40 |
| свыше 0,6   | менее 3,6   | до 50                              | до 50 |

*\*Примечание - Коэффициент относительной трещиноватости определять в соответствии с РДС 39-01-041-81 - Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде*

6. Содержание растворенного кислорода. Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.

7. Набухаемость пластовых глин. Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

8. Коррозионная активность. При коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506.

9. Содержание сероводорода. В воде, нагнетаемой в продуктивный коллектор, пластовые воды, которого не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

10. Наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВВ). Не допускается присутствие СВВ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.



11. Содержание ионов трехвалентного железа. При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Несоблюдение данных требований может способствовать закупорке поровых каналов механическими примесями, окисленной нефтью и биомассой, образующейся в пласте в процессе развития биогенной сульфат редукции.

Содержание механических примесей в закачиваемой воде не должно превышать для поровых коллекторов 5-15 мг/л, для трещиновато-поровых коллекторов 20-25 мг/л. Содержание нефти в закачиваемой воде для поровых коллекторов не должно превышать 15-25 мг/л, трещиновато-поровых коллекторов 40-50 мг/л.

Коллектора на месторождении Каражанбас являются поровыми.

По содержанию окисного железа в воде для поровых коллекторов установлен норматив 0,5-2 мг/л, для трещиновато-поровых коллекторов 7 мг/л. Размеры примесей микрочастиц не должны превышать 0,05 мм.

#### ***Источники воды для системы ППД***

В качестве рабочего агента на месторождении Каражанбас используются:

- Попутно добываемая вода, отделяемая в процессе подготовки добытой продукции, термохимическим методом;
- пресная волжская вода от «КТО», применяемая для глубокого обессоливания нефти на ЦППН (в незначительном количестве, расход 48м3/сут);
- очищенная хоз-бытовая вода с КОС-2;
- предусматривается использование очищенных хоз-бытовых вод с КОС-1;
- предусматривается использование сточной воды после обратного осмоса на опреснительном заводе.

#### ***Текущее состояние подготовки подтоварной воды для закачки в пласт***

Выделившаяся при предварительном сбросе и подготовке нефти попутно добываемая вода, пройдя предварительную подготовку на ЦППН и ДНС-2, откачивается в систему ППД для дальнейшей закачки в пласт.

Подготовку попутно добываемой воды на месторождении Каражанбас осуществляют на 2 двух установках ЦППН и ДНС-2, подготовленная вода подается на БКНС расположенных на территории каждого из объектов.

Технология подготовки закачиваемых вод должна обеспечить их качество, соответствующее требованиям СТ РК 1662-2007 при оптимальных капитальных и эксплуатационных затратах.



Подготовка закачиваемых вод направлена на удаление механических примесей и эмульгированной нефти до нормируемых показателей, снижение коррозионной агрессивности, подавление роста микроорганизмов и предотвращения солеобразования. При этом обеспечение высокого качества вод необходимо осуществлять доступными техническими средствами с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами.

Для дополнительной очистки попутно добываемой воды от мехпримесей, подача на БКНС производится от водяных резервуаров РВС в блок фильтрации. Фильтры жидкостные сетчатые («ФОРТЕ») предназначены для защиты насосного и другого оборудования в технологических установках, при работе которого размер твердых частиц механических примесей в жидкости не превышает 200 мкм.

#### ***Текущее состояние подготовки подтоварной воды на ЦППН***

Подготовка попутно добываемых вод на ЦППН АО «Каражанбасмунай» осуществляется в водяных резервуарах РВС-5000 №№ 6А, 6, 7.

При подготовке нефти на участке стабилизации сырьевого потока попутно добываемая вода из буферных резервуаров РВС-5000 №№ 8 и 9 насосными агрегатами 1Д630-90 – 3шт. и 1Д1250/63 – 2шт. поступает в 3 параллельно работающих резервуара РВС-5000 №6 А и 7.

Межпарковая насосная станция для откачки воды состоит из центробежных насосных агрегатов типа 1Д630-90 – 3шт. и насосного агрегата типа 1Д1250/63 – 2шт. Насосная станция служит для откачки воды отделившейся в буферных резервуарах № 8, 9 в коллектор пластовой воды и далее в водяные резервуары РВС-5000 №6, 6а, 7.

Все три резервуара работают, как сообщающиеся сосуды и соединены между собой переливом на уровне 1,7 м, вода самотеком переливается с одного резервуара в другой.

«Ловушечная» нефть, уловленная с верхних уровней водяных резервуаров, нефтяными насосами перекачивается на начало технологического процесса на вход буферных резервуаров РВС 5000 № 8, 9 посредством насосов 9МГР и НБ-125.

Попутно добываемая вода с резервуаров РВС-5000 №№ 6, 6а и 7 насосами БКНС №№ 1, 2, 3 откачивается в систему поддержания пластового давления (ППД) для закачки в нагнетательные и законтурные ВНС.

Попутно добываемая вода с установок, аппаратов, отстойников и технологических резервуаров старого и нового парка откачивается насосами на начало технологического процесса в буферные резервуары РВС-5000 №№ 8 или 9.



Регулирование расхода воды из этих аппаратов производится в соответствии с уровнем водяной фазы в аппаратах при помощи регулирующих клапанов или механических задвижек.

Содержание механических примесей в попутно добываемой воде после ЦППН варьирует в пределах от 32 до 92 мг/л.

Среднее содержание эмульгированной нефти в попутно добываемой воде 49,8 мг/л.

#### ***Текущее состояния подготовки подтоварной воды на ДНС-2***

Технологическая схема сброса и подготовки попутно добываемой воды заключается в предварительном сбросе ее на установке первичного сброса ДНС-2, где в качестве отстойника используется вертикальный резервуар Р-1 объемом 5000м<sup>3</sup> и дальнейшем отстое (оседание мехпримесей) ее в резервуаре отстойнике пластовой воды, где в качестве оборудования также используются резервуары объемом 5000м<sup>3</sup> – Р-2,3.

Резервуары Р-1, Р-2 и Р-3 соединены между собой соединительной трубой и являются сообщающимися сосудами.

Водонефтяная смесь в объеме до 1500м<sup>3</sup>/час (обводненность до 90%) подается на УПС (Р-1) по трубопроводу Ду400 с ГЗУ-16, 27, 30, 31, 32. Отделившаяся вода подается по соединительной трубе Ду300 во второй резервуар Р-2, который является отстойником пластовой воды, обеспечивая дополнительное время отстоя для отделения нефтяной эмульсии и мехпримесей (тонкий песок) из пластовой воды, далее по соединительной трубе пластовая вода подается в третий резервуар Р-3, где происходит окончательный отстой пластовой воды.

Подготовленная попутно добываемая вода по трубопроводу Ду500 подается на БКНС расположенную на одной площадке с ДНС-2.

Отделенная нефть поступает по трубопроводу Ду400 на входной манифольд нефтяных насосов Сигма (12 рабочих и 12 резервных).

Технологическая схема предусматривает гибкость в конфигурации трубной обвязки на входе в УПС для обеспечения пропуска входящего потока через существующие печи (ПТБ-10А – 3шт.) или в обход таковой.

В схеме предусматривается также возможность вывода из эксплуатации одного из резервуаров для проведения ремонтных работ. В этом случае любой резервуар будет работать как УПС с временным ухудшением качества подготовки попутно добываемой воды, подаваемой на БКНС.





Резервуары оснащены дыхательными клапанами. Каждый резервуар оснащен системой КИПиА для обеспечения работы по основной схеме (УПС + резервуар + отстойник пластовой воды) и по варианту вывода одного из резервуаров из эксплуатации.

Содержание механических примесей в попутно добываемой воде после ДНС-2 варьирует в пределах от 9,7 до 90 мг/л.

Среднее содержание эмульгированной нефти в попутно добываемой воде 44 мг/л.

### **Проектные решения по закачке очищенных хозяйственно-бытовых вод с КОС-1**

**Вариант-1.** На месторождении Каражанбас проектными решениями предусматривается утилизации очищенных хозяйственно-бытовых вод с КОС-1 путем закачки их в пласт для поддержания пластового давления. Годовой объем очистки сточных вод КОС-1 составляет не более 1000 м<sup>3</sup>/сут.

Для решения закачки вод с КОС-1, проектными решениями рассмотрен вариант согласно которому планируется подача воды с КОС-1 на ЦППН, в резервуары пластовой воды 6, 6А, 7 для совместной закачки в продуктивные горизонты.

В соответствии с данным вариантом в программном комплексе «PIPESIM» были выполнены расчеты минимального давления на выходе КОС-1. Расчеты представлены на рисунке 6.5.4, а также выполнен подбор оптимальных насосов.

| Branch | Equipment | Type     | Total distance<br>m | Elevation<br>m | Pressure<br>bara | Temperature<br>degC | Fluid mean...<br>m/s | Liquid holdup EVR<br>% | G-L Pattern   | O-W Pattern      |
|--------|-----------|----------|---------------------|----------------|------------------|---------------------|----------------------|------------------------|---------------|------------------|
| 1 Sk   |           |          | 17500               | 0              | 1,000016         | 19,01368            |                      |                        | Undefined     | Undefined        |
| 2 Src  | FL        | Flowline | 0                   | 0              | 5,704004         | 20                  | 0,5495842            | 100                    | 0,14382973... | Liquid Undefined |
| 3 Src  |           | Flowline | 609,6               | 0              | 5,540311         | 19,9608             | 0,5495833            | 100                    | 0,14382961... | Liquid Undefined |
| 4 Src  |           | Flowline | 874,9894            | 0              | 5,469044         | 19,94387            | 0,5495829            | 100                    | 0,14382955... | Liquid Undefined |
| 5 Src  |           | Flowline | 1484,589            | 0              | 5,305332         | 19,90522            | 0,549582             | 100                    | 0,14382944... | Liquid Undefined |
| 6 Src  |           | Flowline | 1750,009            | 0              | 5,234048         | 19,88851            | 0,5495817            | 100                    | 0,14382940... | Liquid Undefined |
| 7 Src  |           | Flowline | 2359,609            | 0              | 5,070319         | 19,8504             | 0,5495809            | 100                    | 0,14382930... | Liquid Undefined |
| 8 Src  |           | Flowline | 2624,999            | 0              | 4,999035         | 19,83393            | 0,5495806            | 100                    | 0,14382926... | Liquid Undefined |
| 9 Src  |           | Flowline | 3234,599            | 0              | 4,835287         | 19,79634            | 0,5495799            | 100                    | 0,14382917... | Liquid Undefined |
| 10 Src |           | Flowline | 3499,988            | 0              | 4,763996         | 19,7801             | 0,5495796            | 100                    | 0,14382913... | Liquid Undefined |
| 11 Src |           | Flowline | 4109,588            | 0              | 4,60023          | 19,74303            | 0,549579             | 100                    | 0,14382905... | Liquid Undefined |
| 12 Src |           | Flowline | 4375,008            | 0              | 4,528923         | 19,72702            | 0,5495788            | 100                    | 0,14382902... | Liquid Undefined |
| 13 Src |           | Flowline | 4984,608            | 0              | 4,365139         | 19,69047            | 0,5495783            | 100                    | 0,14382895... | Liquid Undefined |
| 14 Src |           | Flowline | 5249,997            | 0              | 4,293832         | 19,67467            | 0,549578             | 100                    | 0,14382892... | Liquid Undefined |
| 15 Src |           | Flowline | 5859,597            | 0              | 4,130032         | 19,63863            | 0,5495776            | 100                    | 0,14382886... | Liquid Undefined |
| 16 Src |           | Flowline | 6124,986            | 0              | 4,058717         | 19,62305            | 0,5495774            | 100                    | 0,14382884... | Liquid Undefined |
| 17 Src |           | Flowline | 6734,586            | 0              | 3,894899         | 19,58751            | 0,549577             | 100                    | 0,14382879... | Liquid Undefined |
| 18 Src |           | Flowline | 7000,006            | 0              | 3,823569         | 19,57215            | 0,5495769            | 100                    | 0,14382877... | Liquid Undefined |
| 19 Src |           | Flowline | 7609,606            | 0              | 3,659733         | 19,5371             | 0,5495766            | 100                    | 0,14382873... | Liquid Undefined |
| 20 Src |           | Flowline | 7874,996            | 0              | 3,588404         | 19,52195            | 0,5495764            | 100                    | 0,14382871... | Liquid Undefined |
| 21 Src |           | Flowline | 8484,596            | 0              | 3,424552         | 19,48739            | 0,5495762            | 100                    | 0,14382868... | Liquid Undefined |
| 22 Src |           | Flowline | 8749,985            | 0              | 3,353215         | 19,47245            | 0,5495761            | 100                    | 0,14382867... | Liquid Undefined |
| 23 Src |           | Flowline | 9359,585            | 0              | 3,189346         | 19,43837            | 0,5495759            | 100                    | 0,14382865... | Liquid Undefined |
| 24 Src |           | Flowline | 9625,005            | 0              | 3,117994         | 19,42364            | 0,5495759            | 100                    | 0,14382864... | Liquid Undefined |
| 25 Src |           | Flowline | 10234,6             | 0              | 2,954108         | 19,39002            | 0,5495758            | 100                    | 0,14382863... | Liquid Undefined |
| 26 Src |           | Flowline | 10499,99            | 0              | 2,882757         | 19,3755             | 0,5495757            | 100                    | 0,14382862... | Liquid Undefined |
| 27 Src |           | Flowline | 11109,59            | 0              | 2,718855         | 19,34235            | 0,5495757            | 100                    | 0,14382862... | Liquid Undefined |
| 28 Src |           | Flowline | 11375,01            | 0              | 2,647489         | 19,32803            | 0,5495757            | 100                    | 0,14382862... | Liquid Undefined |

**Рисунок 6.5.4— Расчет минимального давления на выходе КОС-1**

Согласно расчетам, при объеме перекачиваемой продукции 1000 м<sup>3</sup>/сут и протяженности трубопровода 17500 м, давление на выходе КОС-1 составило 0,6 МПа.

Как видно из рисунка, при диаметре трубопровода 6", скорость движения жидкости составит 0,55 м/с. Данная скорость является оптимальной и не приведет к повышенному износу трубопровода.



Для решения закачки очищенных хозяйственно-бытовых вод с КОС-1 путем закачки их в пласт, потребуется провести следующие работы по строительству и монтажу:

- прокладка трубопровода СПТ 6” протяженностью 17,5 км (с учетом технологического резерва 10%);
- насосы ЦНС-38-100 в количестве 3 ед. (два рабочих и один резервный);
- емкость 25 м<sup>3</sup> в количестве 1 ед.

Для оценки пригодности воды после КОС-1 для использования в системе ППД были отобраны пробы воды на выходе КОС-1 и после ЦППН и проведены сравнительные лабораторные анализы по перечню параметров согласно СТ РК 1662-2007 (таблица 6.5.4).

**Таблица 6.5.4 - Результаты сравнительных химических анализов по пробам воды после КОС-1 и ЦППН**

| № п/п | Наименование показателя  | Ед. изм.           | 1.04444              | 1.04445    | Нормативный документ |
|-------|--|--------------------|----------------------|------------|----------------------|
|       |  |                    | КОС-1                | ЦППН выход |                      |
| 1.    | рН среды   |                    | 7,4                  | 6,6        | ГОСТ 26449.1-85 п.4  |
| 2.    | Плотность  | г/см <sup>3</sup>  | 0,998                | 1,022      | ГОСТ 18995.1-73      |
| 3.    | Содержание кальция (Ca <sup>2+</sup> )                             | мг/дм <sup>3</sup> | 60,1                 | 1402,8     | ГОСТ 26449.1-85 п.11 |
| 4.    | Содержание магния (Mg <sup>2+</sup> )                              | мг/дм <sup>3</sup> | 36,5                 | 851,2      | ГОСТ 26449.1-85 п.12 |
| 5.    | Содержание суммы калия и натрия (Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup> ) | мг/дм <sup>3</sup> | 80,4                 | 9987,8     | Расчет               |
| 6.    | Содержание хлоридов (Cl <sup>-</sup> )                             | мг/дм <sup>3</sup> | 73,0                 | 20082,4    | ГОСТ 26449.1-85 п.9  |
| 7.    | Содержание сульфатов (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )              | мг/дм <sup>3</sup> | 59,3                 | Не обн.    | ГОСТ 26449.1-85 п.13 |
| 8.    | Содержание карбонатов (CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )             | мг/дм <sup>3</sup> | Не обн.              | Не обн.    | ГОСТ 26449.1-85 п.7  |
| 9.    | Содержание гидрокарбонатов (HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )        | мг/дм <sup>3</sup> | 378,2                | 475,8      | ГОСТ 26449.1-85 п.7  |
| 10.   | Суммарная минерализация  | мг/дм <sup>3</sup> | 687,5                | 32800      | Расчет               |
| 11.   | Тип воды по Сулину   |                    | HCO <sub>3</sub> -Na | Cl-Ca      |                      |
| 12.   | Общая жесткость воды   | мг-экв/л           | 6,0                  | 140        | ГОСТ 26449.1-85 п.10 |
| 13.   | Содержание мех.примесей  | мг/дм <sup>3</sup> | Не обн.              | 54,6       | ГОСТ 26449.1-85 п.2  |
| 14.   | Содержание нефтепродуктов  | мг/дм <sup>3</sup> | Не обн.              | 82,6       | ГОСТ 26449.1-85 п.26 |
| 15.   | Содержание сероводорода  | мг/дм <sup>3</sup> | 10,9                 | 5,4        | ГОСТ 26449.3-85      |
| 16.   | Содержание бария   | мг/дм <sup>3</sup> | Не обн.              | 7,0        | МВИ 08-2007          |
| 17.   | Содержание кислорода   | мг/дм <sup>3</sup> | 1,0                  | 0,1        |                      |

Согласно Протоколам испытаний №18-ДГХ-21 от 25.02.2021г. и №19/21 от 25.02.2021г. в воде после КОС-1 полностью отсутствуют мехпримеси, нефтепродукты. Она также характеризуется отсутствием бария и сульфатов. Суммарная минерализация воды после КОС-1 существенно ниже минерализации воды после ЦППН.

Для изучения совместимости воды после КОС-1 со сточными и пластовыми водами, были проведены технологические расчеты по прогнозированию осадкообразования при смешении воды после КОС-1 и промышленных вод после ЦППН. Исходя из прогнозных расчетов, максимальное количество ожидаемого осадкообразования составит 4,1 мг/л (при 20°C) и 2,5 мг/л (при 40°C) при равном присутствии вод в смеси (50÷50), основным составляющим которого будет являться барит >80%. При этом, в остальных изученных смесях оседание барита не прогнозируется. В ожидаемой смеси, соотношение вод в которой составляет 97÷3, прогнозируется выпадение кальцита в количестве 0,18 мг/л. Этот процесс будет происходить в емкостном оборудовании. Осадок, в случае его образования, будет



формироваться в виде отложений в оборудовании системы очистки воды для системы ППД. Необходимо предусмотреть периодическую очистку оборудования.

Далее были выполнены расчеты по изменению химического состава пластовых вод (высокоминерализованной - 53 г/л, низкоминерализованной - 6 г/л), и осадкообразованию при возможной закачке смеси II. Расчеты показали, что при присутствии закачиваемого рабочего агента до 40%, по отношению к пластовым водам разной минерализации, осадкообразования, при температуре до 40°C, не ожидается. Таким образом, смесь вод после КОС-1 и ЦППН может использоваться в системе ППД в качестве рабочего агента на любом участке месторождения.

Содержание H<sub>2</sub>S и O<sub>2</sub> на выходе из КОС-1 имеет повышенные показатели.

В связи с этим рекомендуется предусмотреть оборудование в антикоррозионном исполнении. Также, для продолжительной бесперебойной работы трубопровода рекомендуется использование СПТ диаметром 6”.

Объемы работ по транспортировке воды с КОС-1 до ЦППН представлены в таблице 6.5.5.

**Таблица 6.5.5– Объемы работ по транспортировке воды с КОС-1 до ЦППН**

| № п/п | Мероприятия                   | Ед. изм. | Всего |
|-------|-------------------------------|----------|-------|
| 1     | Прокладка трубопровода СПТ 6” | м        | 17500 |
| 2     | Установка насосов ЦНС-38-100  | ед.      | 3     |
| 3     | Емкость V-25 м <sup>3</sup>   | ед.      | 1     |

#### **Вариант – 2.**

На месторождении Каражанбас проектными решениями рассматривается утилизация очищенных хозяйственно-бытовых вод с КОС-1 путем применения технологии обратного осмоса для подготовки сточной воды перед подачей на установку химводоочистки, для дальнейшего производства пара на мобильной парогенераторной установке.

Комплекс очистки будет состоять из 3 резервуаров - для накопления исходной воды, для накопления фильтрата после УФ очистки (внутри контейнера), для накопления пермеата после обратного осмоса, а также двух стандартных 40 футовых контейнеров (один для системы ультрафильтрации, один для системы обратного осмоса и операторской).

Все оборудование будет поставляться собранным на платформах (скидах), что существенно облегчит и ускорит монтаж на месте.

Перечень необходимого оборудования для модульной установки по очистке сточных вод представлен в таблице 6.5.6.



Таблица 6.5.6– Перечень необходимого оборудования для модульной установки по очистке сточных вод

|   |  |
|---|--|
| 1 | Резервуар для исходной воды – 16-20м <sup>3</sup>                            |
| 2 | Система предварительной очистки:   |
|   | Насос для УФ – 1 рабочий, 30 м <sup>3</sup> /час, 4,5 Bar                    |
|   | Системы дозирования реагентов (хлорирование, коагулянт, биоцид)              |
|   | Механический фильтр с самоочисткой   |
| 3 | Система ультрафильтрации   |
|   | Стойка фильтров УФ из 8 модулей  |
|   | Система очистки  |
|   | Системы дозирования реагентов (NaOCl, NaOH, H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ) |
| 4 | Резервуар для воды из системы УФ – 16-20 м <sup>3</sup>                      |
| 5 | Система дозирования для обратного осмоса и механическая фильтрация           |
|   | Насос – 1 рабочий, 25 м <sup>3</sup> /час, 3,0 Bar                           |
|   | Системы дозирования реагентов (дехлорирование, антискалант)                  |
|   | Картриджный фильтр – 5 микрон  |
| 6 | Система обратного осмоса   |
|   | Изолирующий клапан   |
|   | Насос высокого давления – 1 рабочий, 25 м <sup>3</sup> /час, 15 Bar          |
|   | Мембраны обратного осмоса – 28 рабочих                                       |
| 7 | Резервуары для подготовленной воды – 2 *50% загрузки, 8-10 м <sup>3</sup>    |
| 8 | Прочее оборудование  |
|   | Системы дозирования реагентов (пост-хлорирование, корректировка pH)          |
|   | Система промывки и очистки установки ОО                                      |

Предлагаемая система очистки воды предусматривает последовательно: предварительную очистку на механических фильтрах, очистку с помощью мембран ультрафильтрации, дополнительный механический фильтр, окончательную очистку с помощью мембран обратного осмоса.

Исходная вода: 630 м<sup>3</sup>/день, сточные воды КОС-1.

УФ фильтрат/ направляется в систему ОО : 598.6 м<sup>3</sup>/день

Объем подготовленной воды, после ОО : 462 м<sup>3</sup>/день

Коэффициент эффективности УФ : 95.02%

Коэффициент эффективности ОО : 75-77%

#### Закачка очищенных хозяйственно-бытовых вод с КОС-2

На сегодня на месторождении Каражанбас хозяйственно-бытовые сточные воды с КОС-2 закачиваются в пласт в целях поддержания пластового давления в соответствии с дополнением к уточненному проекту разработки месторождения Каражанбас (по состоянию на 01.01.2011г.)

Годовой объем очистки сточных вод по КОС-2 составляет 109500м<sup>3</sup> (300м<sup>3</sup>/сут).

Хозяйственно-бытовые сточные воды с КОС-2 в объеме 300м<sup>3</sup>/сут., подаются на ДНС-2 где смешиваются с водонефтяной смесью ЦДН-2 (37500м<sup>3</sup>/сут.) для дальнейшего отстоя в резервуаре отстойнике пластовой воды, где в качестве оборудования также используются резервуары Р-2,3, объемом V=5000м<sup>3</sup>. Объем сточной воды, подаваемой на БКНС-ДНС2 составляет 25000м<sup>3</sup>/сут.

В таблице 6.5.7 представлены результаты лабораторных анализов по определению



основных физико-химических свойств воды после КОС-2, полученные в лаборатории компании ТОО «Тандем-ЭКО».

**Таблица 6.5.7 – результаты лабораторных анализов по определению основных физико-химических свойств воды после КОС-2**

| Наименование параметра        | Ед. изм.           | ТОО "Тандем ЭКО" |
|-------------------------------|--------------------|------------------|
|                               |                    | КОС-2 (выход)    |
| рН                            | -                  | 6,48-8,29        |
| Взвешенные вещества           | мг/дм <sup>3</sup> | 0,66-1,45        |
| Сухой остаток (минерализация) | мг/дм <sup>3</sup> | 590-912          |
| Сульфаты                      | мг/дм <sup>3</sup> | 19-144           |
| Хлориды                       | мг/дм <sup>3</sup> | 403,08-406,93    |
| Нефтепродукты                 | мг/дм <sup>3</sup> | 0,039-0,04       |
| Железо общее                  | мг/дм <sup>3</sup> | 0,29-0,35        |
| Растворенный кислород         | мг/дм <sup>3</sup> | -                |

**Проектные решения по закачке сточной воды с опреснительного завода**

В настоящее время для получения пара используется пресная волжская вода, которая поступает на промысел по участку водовода от регионального магистрального трубопровода. Текущий расход пресной воды для производственных нужд составляет около 17000 м<sup>3</sup>/сут. Из-за недостатка в регионе пресной воды, было принято решение о строительстве собственного опреснительного завода непосредственно на месторождении. Строительство опреснительного завода позволит высвободить объем волжской воды на 17000 м<sup>3</sup>/сут, который пойдет на нужды населения.

В качестве исходной воды на опреснительный завод предусматривается подача предварительно очищенной от мехпримесей и нефтепродуктов пластовой воды после ДНС-2 в объеме 21500 м<sup>3</sup>/сут и после ЦППН в объеме 21000 м<sup>3</sup>/сут.

После опреснения предусматривается подача пресной воды на установки ППГ-1,3,4 для выработки пара для системы ППД и откачка высокоминерализованной сточной воды на входной манифольд БКНС-4 (ДНС-2), по трубопроводу пропускной способностью 25500 м<sup>3</sup>/сутки и на 2 новых РВС-5000 (ЦППН) и далее на вход БКНС-3 по трубопроводу пропускной способностью 25500 м<sup>3</sup>/сутки. Основной объем воды предполагается подавать на ЦППН и закачивать за контур месторождения, но не исключена подача всего объема и на ДНС-2, поэтому нужно рассматривать возможность подачи всего объема как на ЦППН, так и на ДНС-2.

Принципиальная схема опреснительного завода представлена на рисунке 6.5.5.



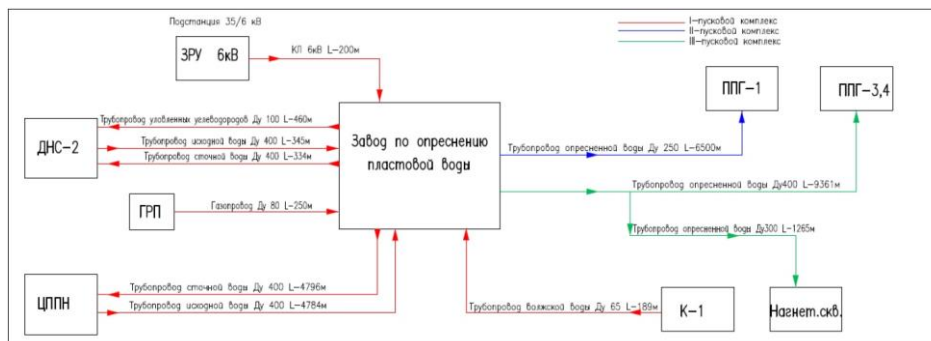


Рисунок 6.5.5– Принципиальная схема опреснительного завода

Качество попутно добываемой, опреснённой и сточной воды представлены в таблице 6.5.8.

Таблица 6.5.8– Качество попутно добываемой воды на ЦППН и ДНС-2, опреснённой и сточной воды с завода

| Компоненты       | Единицы | попутно добываемая вода | Сточная вода с завода | Опресненная вода с завода |
|------------------|---------|-------------------------|-----------------------|---------------------------|
| Ca               | мг/л    | 993.8~1325              | 1655~2406             | 1.81~7.737                |
| Mg               | мг/л    | 356.3~475.0             | 593.3~862.5           | 0.649~1.340               |
| Na               | мг/л    | 9480~12640              | 15755~22869           | 67.38~139.1               |
| K                | мг/л    | 1052~1402               | 1746~2532             | 10.48~21.62               |
| Ba               | мг/л    | 0.09~0.120              | 0.15~0.218            | 0.0002~0.0003             |
| Sr               | мг/л    | 0.0                     | 0.0                   | 0.0                       |
| NH <sub>4</sub>  | мг/л    | 16.875~22.50            | 28.01~40.63           | 0.168~0.347               |
| Fe               | мг/л    | 1.575~2.100             | 2.625~3.818           | 0.0                       |
| HCO <sub>3</sub> | мг/л    | 316.5~422.0             | 527.4~765.1           | 2.789~5.124               |
| CO <sub>3</sub>  | мг/л    | 0.703~1.175             | 1.466~2.871           | 2.06E-05~8.51E-05         |
| CO <sub>2</sub>  | мг/л    | 37.12~45.01             | 36.15~43.66           | 37.45~45.48               |
| Cl               | мг/л    | 18197~24263             | 30251~43916           | 117.4~242.3               |
| SO <sub>4</sub>  | мг/л    | 20.93~27.90             | 34.85~50.65           | 0.0421~0.0869             |
| NO <sub>3</sub>  | мг/л    | 12.750~17.000           | 21.16~30.68           | 0.136~0.280               |
| F                | мг/л    | 0.368~0.490             | 0.61~0.884            | 0.0039~0.0081             |
| Br               | мг/л    | 0.0                     | 0.0                   | 0.0                       |
| PO <sub>4</sub>  | мг/л    | 0.03~0.04               | 0.05~0.0727           | 3.92E-05~8.09E-05         |
| SiO <sub>2</sub> | мг/л    | 22.80~30.40             | 37.89~55.00           | 0.169~0.328               |
| B (бор)          | мг/л    | 0.0                     | 0.0                   | 0.0                       |
| TDS              | мг/л    | 30472~40629             | 50654~73534           | 201~500                   |
| pH               |         | 7.000                   | 7.207~7.242           | 7.0~7.5                   |

Качество опреснённой воды меняется по изменениям факторов, таких, как качество, температура исходной пластовой воды.

Расчетные показатели показывают, что минерализация производимой воды менее 500 мг/л, общая жесткость ниже 20 мг/л.



### **6.6 Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения**

Цех по производству пара (ЦПП) служит для выработки пара, используемого для увеличения нефтеотдачи пластов методом паротеплового воздействия (ПТВ). Данный метод основан на изменении физических свойств нефти и воды в пласте. При этом интенсивно снижается вязкость нефти, происходит ее термическое расширение, что способствует увеличению коэффициентов вытеснения и охвата пластов воздействием, как по толщине пластов, так и по площади залежи.

В настоящее время для получения пара используется волжская вода, которая поставляется магистральным трубопроводом. Текущий расход воды на выработку пара составляет около 17000 м<sup>3</sup>/сут, но объем поставки волжской воды по трубопроводу Астрахань- Мангышлак зависит от различных факторов, связанных с наличием проблем с нестабильностью и с недостаточностью мощности водоснабжения.

АО «КБМ» было принято решение о строительстве опреснительного завода с целью высвободить объем волжской воды на 17000м<sup>3</sup>/сут, и заменить ее на опресненную воду, источником которой будут попутно добываемые воды месторождения Каражанбас.

Качество опреснённой воды представлено в таблице 6.12. Опресненная вода по качеству значительно лучше, чем качества с реки «Волга».

ЦПП состоит из трех участков: участок №1 (ППГ-3,4), участок №2 (участок МПГУ), и участок №3 (участок СПГУ).

#### ***Технология выработки пара по участку №1 цеха по производству пара***

На данном участке смонтированы парогенераторные установки типа УПГ-50/6М № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 в количестве 8 единиц. В настоящее время 4 парогенератора выведены из эксплуатации. Блочная парогенераторная установка УПГ – 50/6М предназначена для выработки 50 т/час пара, с давлением 6 МПа, используемого для паротеплового воздействия на продуктивные нефтяные пласты, с целью повышения коэффициента извлечения и интенсификации добычи нефти.

В состав установки входит оборудование химводоподготовки и термической дегазации, электронасосный агрегат питательной воды, паровой котел прямоточного типа со вспомогательным оборудованием, трубопроводами, предохранительной, регулирующей и запорной арматурой, оборудование топливной системы, системы автоматизации и КИП, системы отопление, вентиляции, электроснабжения и освещения.

Исходная волжская вода поступает по трубопроводу с резервуаров АО «Казтрансойл» на резервуары V-1000 м<sup>3</sup> № 1 и 2, где происходит оседание крупных частиц



механических примесей. Далее с помощью насоса сырой воды (НСВ) на КНС-1 и 2 подается параллельно обвязанные в механические фильтры (загруженные кварцевым песком) в количестве 5 единиц, где происходит очистка от механических примесей, грязи и шлама в процессе пропускания через слой кварцевого песка и собирается на резервуарах (РВС) осветленной воды №1 и 2 (О.В). В последующем подается на водоподготовительные установки парогенераторов.

Технология водоподготовки парогенераторной установки основана на методе натрий-катионирования, путем реакции замещения ионов кальция и магния на ионы натрия. Осветленная вода поступает на натрий - катионитовые фильтры (загруженные катионитом КУ-2-8) 1-ой, 2-ой ступени, где происходит ионообменный процесс, ионы нерастворимых солей кальция и магния  $\text{Ca}^+$ ,  $\text{Mg}^+$  на ионы растворимых солей натрия  $\text{Na}^+$ , то есть снижается жесткость воды. Затем вода поступает в резервуары химической очищенной воды V-400м<sup>3</sup> №1, 2 где осуществляется аккумуляция (накопление) химочищенной воды.

Готовая химическая очищенная вода (ХОВ) с помощью насоса химической очищенной воды (НХВ) подается на фильтр 3-й ступени, барьерный фильтр, загруженный сульфоглем СК-2, где происходит обезвреживание химически очищенной воды, где химочищенная вода очищается от сульфидов и оксидов железа.

Для процесса водоподготовки смонтированы насосы К-100-80-250, К-100-65-125, Х-20/31. Насос К-100-65-125 является насосом осветленной воды, предназначенный для забора из РВС ОВ с объемом 400 м<sup>3</sup> и пропуска через натрий-катионитовые фильтры первой и второй ступени. Насос К-90/85 предназначен для забора воды из РВС химочищенной воды и подачи её на вход фильтра 3-ей ступени. Для восстановления (регенерация) катионитных фильтров используется 8-10% концентрации раствора соли NaCl, которая откачивается насосом Х-20/31. Насосы, установленные на КНС-1 и 2 (комплексная насосная станция), Д-500 4 единицы, служат для взрыхления механических фильтров установки предварительной очистки воды.

Согласно технологической схеме после выкида барьерного фильтра (Ф-111ст) химическая очищенная вода поступает в деаэрактор повышенного давления ДП-80 для удаления агрессивных газов, углекислого газа и кислорода ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{O}_2$ ). После дегазации питательная вода, высоконапорным насосом ПЭ-90/110 с температурой 120°C поступает во встроенные экономайзеры котла, где происходит предварительный нагрев питательной воды, за счет уходящих дымовых газов. После вода поступает на экранные трубы котла и испарительный пакет, где вода превращается в насыщенный пар с температурой  $T=274^\circ\text{C}$ ,





давлением до  $P=60$  кгс/см<sup>2</sup> и со степенью сухости до 80% и по паропроводам подается на паронагнетательные скважины промысла.

Для нагрева воды в котлах подается природный газ с месторождения «Каламкас» (с давлением 0,6 МПа).

Сточные воды от технологических процессов и продукты регенерации фильтров ХВО собирается на РВС – 400 м<sup>3</sup> № 1 и 2 сбросных вод и далее откачиваются на нагнетательные и законтурные скважины промысла или нефтяной коллектор для промывки. Суточный дебит откачиваемой воды 800 м<sup>3</sup>.

#### ***Технологический регламент фильтров***

1. Очистка и восстановления механических фильтров производится по мере их загрязнения (по потери пропускной способности) путем взрыхления, фильтрующего (кварцевого песка) слоя, насосом взрыхления. Имеется схема резервуарами V-630 м<sup>3</sup> промывочных вод в количестве 3 (трех) единиц, в которых предусматривают неоднократное использование промывочных вод для экономии водоресурсов.

2. Восстановление фильтроцикла ионообменных и барьерного фильтра производится нижеследующей последовательностью, операций:

- а) Взрыхление путем обратной подачи осветленной воды в течении 1-го часа;
- б) Пропуск через фильтр раствора поваренной соли (NaCl) с концентрацией 12% в количестве 8м<sup>3</sup> для восстановления свойства ионообмена загрузочного материала, т.е. катионита.
- в) отмывка фильтра от соли магния и кальция до снижения отмывочной воды до жесткости 200 мкг. экв/кг.

3. Продукты регенерации от технологических процессов собираются на РВС-1,2 сбросных вод, далее с помощью насосов (Сигма) откачиваются на нагнетательные и законтурные скважины промысла или нефтяной коллектор для промывки.

Принципиальная технологическая схема ЦПП представлена на рисунке 6.6.1.



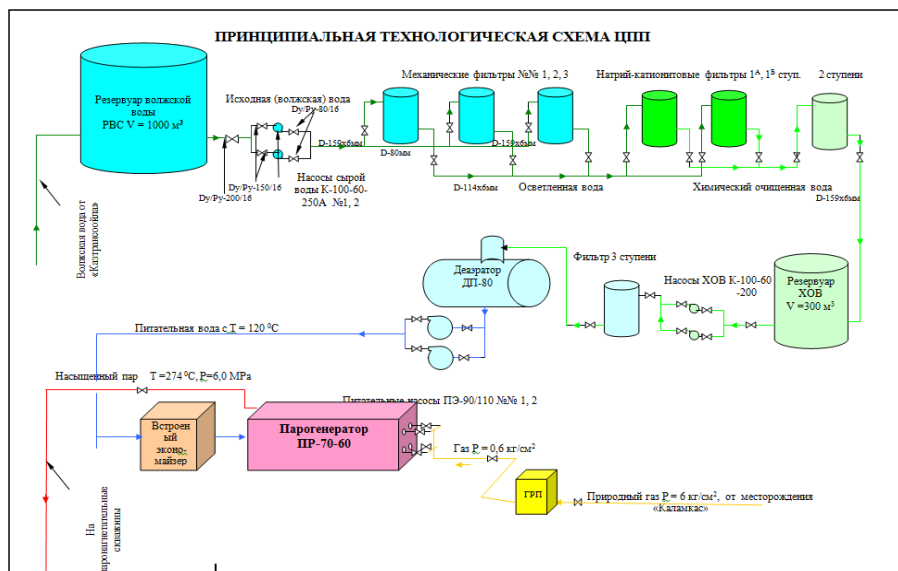


Рисунок 6.6.1– Принципиальная технологическая схема ЦПП

**Технология выработки пара на участке №2 парогенератора типа YZF-11-17-P**

Мобильная парогенераторная установка (марок YZF-11-17-P – 5 единиц) насыщенного пара – это специальный тип парового оборудования, предназначенный для использования на месторождениях с вязкой нефтью. Парогенератор вырабатывает насыщенный пар высокой температуры и высокого давления, для нагнетания в паронагнетательные скважины. Подогревая густую нефть в нефтеносном пласте с целью уменьшения вязкости нефти, поддержания пластового давления и увеличения коэффициента нефтеотдачи пластов. Производственная программа предусматривает установку и технологическую обвязку мобильного парогенератора YZF 11-17-P на месторождении Каражанбас.

Технические условия для закачки пара в скважину представлены ниже:

- Производительность парогенераторной установки YZF-11-17-P – (6,0-10,5 т/ч), 144-252 т/сут. при рабочем давлении 17,2 МПа.
- Сухость закачиваемого пара 75%;
- Температура закачиваемого пара – 276°С.

Установка парогенератора подключается к устью посредством стального мобильного паронагнетательного трубопровода, собранного согласно специальным условиям на месте.



Один мобильный парогенератор подключается к одной скважине или к группе скважин.

Продолжительность технологического процесса закачки пара в пласт, с учетом геологических условий скважин, затрат времени на техническое обслуживание, ремонт и ликвидацию повреждений принимается в соответствии с указанием отделов геологии и разработки месторождения Каражанбас. Прием подготовленной воды из автотранспорта осуществляется из расчета максимального потребления МПГУ=11т/час. Нагнетание насыщенного пара в скважины способствует созданию дополнительного тепла в пласте в результате возникновения окислительных реакций и созданию дополнительной пластовой энергии.

Представленной технологической схемой предусмотрено типовое обустройство скважин для процесса паротеплового воздействия на пласт. Сырая волжская вода, поставляемая передвижной техникой отгружается в резервуар подготовленной воды (РГС - 1). Далее вода поступает в мобильную установку химводоочистки (ХВО). После подготовки вода поступает в мобильную парогенераторную установку (МПГУ). Подача воды из резервуара РГС-1 в мобильную установку химводоочистки и далее в установку мобильного парогенератора осуществляется посредством насосов, входящих в комплект установок ХВО и МПГУ. Далее выработанный на МПГУ пар с температурой 270°C и давлением 5.2МПа (YZF-11-17-P) нагнетается в скважину посредством мобильных паропроводов. В комплектную поставку МПГУ входят комплект сборно-разборные паропроводы и РГС – 1, ХВО. В качестве топлива применяется природный газ месторождения Каламкас, а также используется попутный газ месторождения, в соответствии с программой переработки попутного газа месторождения Каражанбас.

Подача воды от резервуара РГС-1 в установку ХВО и далее в установку МПГУ и отвод воды с оборудования осуществляется посредством резиноканевых рукавов.

Утилизация дренажных вод из оборудования предусматривается посредством откачки на автотранспорт и вывозом на экологические емкости месторождения.

Технологической схемой предусматриваются следующие технологические операции:

- прием и хранение воды в РГС-1,  $V=50 \text{ м}^3$  (перевозка осуществляется передвижной техникой);
- подготовка воды в установке химводоочистки (ХВО);
- редуцирование давления газа и автоматическое поддержание выходного давления в заданном пределе в установке шкафного газорегуляторного пункта (ШГРП);



- подготовка насыщенного пара в мобильной парогенераторной установке, и закачка пара в нагнетательную скважину посредством комплекта специальных паронагнетательных трубопроводов.

- комбинированное устройство для запуска парогенератора и приема сточных вод.

Технологической схемой предусматривается следующее технологическое оборудование:

- мобильная парогенераторная установка (в комплекте с комбинированным устройством для запуска парогенератора и приема сточных вод, а также с комплектом паронагнетательных трубопроводов);

- передвижная установка очистки сырой воды, химводоочистка (ХВО);

- шкаф газораспределительный (ШГРП);

- резервуар подготовленной воды объемом 50 м<sup>3</sup> РГС – 1, надземная установка.

- емкость дренажная ДЕ-1.

**Технология выработки пара на участке №3 (парогенераторы типа YZG -18-17/12G)**

На данном участке смонтированы передвижные парогенераторные установки типа YZG -18-17-G и YZG -18-12-G –19 единиц, из них 7 единиц работают на 2 участок. Парогенераторы предназначены для выработки 18 т/час насыщенного пара с давлением 17 МПа и 12 МПа соответственно, используемого для паротеплового воздействия на продуктивные нефтяные пласты с целью повышения коэффициента извлечения и интенсификации добычи нефти. Технические условия для закачки пара в скважину приняты в соответствии с техническим заданием на проектирование:

- Производительность парогенераторные установки типа YZG -18-17-G и YZG -18-12-G 16 единиц предназначены для выработки 18 т/час насыщенного пара;

- При рабочем давлении 17 и 12 МПа;

- Сухость закачиваемого пара 70 - 80%;

- Температура закачиваемого пара 274-352°C.

Нагнетание насыщенного пара в скважины способствует созданию дополнительного тепла в пласте в результате возникновения окислительных реакций и созданию дополнительной пластовой энергии.

Парогенераторная установка подключается к устью скважины посредством стального мобильного паронагнетательного трубопровода. Количество подключаемых скважин - один передвижной парогенератор подключается до 5 (пяти) скважин.



В состав установки входят оборудование химводоподготовки, плунжерный насос питательной воды, паровой котел прямоточного типа со вспомогательными устройствами, предохранительной, регулирующей и запорной арматурой, оборудованием топливной системы, системы автоматизаций и КИП, и системы электроснабжения и освещения.

Технология водоподготовки передвижных парогенераторов типа YZG -18-17-G и YZG -18-12-G основано на методе натрий – катионирования, путем замещения ионов кальция и магния на ионы натрия.

Для котлов типа YZG-18-17-G и YZG-18-12-G исходная - осветленная вода (ОВ) поступает с площадки ППГ-3,4 по трубопроводу на емкость осветленной воды  $V=50$  м<sup>3</sup>. Далее с помощью гибких резинотканевых рукавов подается к насосам НХВ, далее осветленная вода поступает на последовательно работающие фильтры Ф- 1А и Ф-1Б, где вода умягчается до 0 мкг-экв/кг. Фильтры загружены синтетической смолой (катионит) марки КУ-2-8. В блоке ХВО имеется параллельно работающие резервные фильтры Ф-2А и Ф-2Б, при регенерации фильтров Ф - 1А, Б.

Для восстановления (регенерации) катионитных фильтров применяется 10-12 % раствор соли NaCl.

На последних парогенераторах типа YZG -18-12-G 6 единиц питание исходной водой является волжская вода, которая поступает с площадки ППГ-3,4 по паропроводам. В составе установки имеется блок предварительной механической очистки и остальная схема аналогично, как и всех других парогенераторах типа YZG -18-17,2-G.

Умягченная вода после блока ХВО с помощью питательного (плунжерный) насоса поступает экономайзер, где происходит предварительный нагрев питательной воды, за счет уходящими дымовыми газами и далее поступает радиационную часть трубной системы котла и где происходит процесс превращения в насыщенный пар с параметрами  $T=270^{\circ}\text{C}$ ,  $P=5,3$ ,  $Q = 11$  т/час и со степенью сухости  $X=70\%$  и через мобильные паропроводы закачивается в несколько (3-5) паронагнетательные скважины промысла.

Сточные воды от технологических процессов собираются в емкости сбора промышленных стоков (дренажных вод), далее с АЦН отвозятся на экологические подземные емкости.

Используемое топливо – газ, поступает с месторождения Каламкас согласно программы утилизации попутного газа месторождения.

Перечень мобильных паропроводов представлен в таблице 6.15. и технологическая схема паропроводов ЦППД на месторождении Каражанбас представлена на рисунке 6.6.2.



Таблица 6.6.1- Перечень мобильных паропроводов на месторождении Каражанбас

| № п/п | Назначение   | Регистр. № | Дата регистрации | Категория | Технические характеристики              |         |       |                      |
|-------|--|------------|------------------|-----------|---|---------|-------|----------------------|
|       |  |            |                  |           | Ø, (мм)                                 | Р, атм. | Т, °С | Л, м                 |
| 1     | Паропровод П-3/2а                                      | T-50M      | 30.12.2012 г.    | 2Г        | 159x10                                  | 60      | 274   | 618                  |
| 2     | Паропровод ПЗ/3  | T-501M     | 30.12.2011 г.    | 2Г        | 159x10                                  | 60      | 274   | 299                  |
| 3     | Паропровод до ГЗУ-30                                   | T-571M     | 08.11.2005 г.    | 2Г        | 159x8<br>89x6                           | 60      | 274   | 560<br>433           |
| 4     | Паропровод до ГЗУ-30                                   | T-572M     | 08.11.2005 г.    | 2Г        | 219x10<br>159x8<br>89x6                 | 60      | 274   | 123<br>1080<br>830   |
| 5     | Паропровод до ГЗУ-30                                   | T-573M     | 11.11.2005 г.    | 2Г        | 219x10<br>159x8<br>89x6                 | 60      | 274   | 1504<br>1252<br>1098 |
| 6     | Паропровод до ГЗУ-30                                   | T-574M     | 15.12.2005 г.    | 2Г        | 159x8<br>89x6                           | 60      | 274   | 1250<br>595          |
| 7     | Паропровод до ГЗУ-30                                   | T-575M     | 06.01.2006 г.    | 2Г        | 219x10<br>159x8<br>89x6                 | 60      | 274   | 2133<br>291<br>1490  |
| 8     | Паропровод до ГЗУ-30                                   | T-901M     | 09.10.2007 г.    | 2Г        | 159x7<br>89x6                           | 60      | 274   | 11<br>700            |
| 9     | ПП от существующего ПП к скважине №5136                | T-924м     | 13.05.2008 г.    | 2Г        | 7м-Ø159x8<br>97м-Ø108x6<br>143,5м-Ø89x6 | 60      | 274   | 247,5                |
| 10    | ПП от существующего ПП к скважине №5140                | T-923м     | 13.05.08.        | 2Г        | 110м-Ø159x8<br>215м-Ø89x6               | 60      | 274   | 325                  |
| 11    | ПП от существующего ПП к скважине №5132                | T-922м     | 13.05.2008 г.    | 2Г        | 181м-Ø159x8<br>72м-Ø89x6                | 60      | 274   | 265                  |
| 12    | ПП от эстакады 1-65 до эстакады 1-67                   | T-934м     | 14.08.2008 г.    | 2Г        | Ø159x8                                  | 60      | 274   | 685                  |
| 13    | ПП от эстакады 1-78 до эстакады 1-81                   | T-935м     | 14.08.2008 г.    | 2Г        | Ø159x8                                  | 60      | 274   | 292                  |
| 14    | ПП эстакада 2-83 (2340м) и эстакада 2-84 (257м)        | T-936м     | 14.08.2008 г.    | 2Г        | 219x10<br>Ø159x8                        | 60      | 274   | 2340<br>257          |
| 15    | ПП эстакада 2-99                                       | T-937м     | 14.08.2008 г.    | 2Г        | Ø159x8                                  | 60      | 274   | 1015                 |
| 16    | ПП от эстакады 1-72 до эстакады 1-76                   | T-938м     | 14.08.2008 г.    | 2Г        | Ø159x8                                  | 60      | 274   | 550                  |
| 17    | ПП от эстакады 1-44 к скважине №5148                   | T-939м     | 14.08.2008 г.    | 2Г        | Ø159x8<br>Ø89x6                         | 60      | 274   | 23<br>115            |
| 18    | ТП пара к потребителям от парового коллектора №3(А)    | T-972м     | 24.04.2009 г.    | 2Г        | Ø219x9                                  | 60      | 274   | 67,3                 |
| 19    | Паровой коллектор ПЗ/5                                 | T-989м     | 20.11.2009 г.    | 2Г        | Ø159x8                                  | 60      | 274   | 230                  |
| 20    | ПП от существующего ПП к скважинам №35, 94, 3595, 3596 | T-902м     | 09.10.2007 г.    | 2Г        | Ø159x8<br>Ø89x6                         | 60      | 274   | 433<br>772           |
| 21    | Паропровод П-3/2                                       | T-502м     | 30.12.2011 г.    | 2Г        | 159x10                                  | 60      | 274   | 515                  |
| 22    | Паропровод П-4/6                                       | T-503м     | 30.12.2011 г.    | 2Г        | 159x10                                  | 60      | 274   | 766                  |
| 23    | Паропровод П-3/4                                       | T-504м     | 30.12.2011 г.    | 2Г        | 159x10                                  | 60      | 274   | 906                  |
| 24    | Паронагнетательный коллектор РК-3                      | T-505м     | 30.12.2011 г.    | 2Г        | 114x8                                   | 60      | 274   | 624                  |
| 25    | Паронагнетательный коллектор РК-2                      | T-526м     | 29.11.2011 г.    | 2Г        | 114x8                                   | 60      | 274   | 636                  |
| 26    | Паронагнетательный коллектор РК-4                      | T-527м     | 29.11.2011 г.    | 2Г        | 114x8                                   | 60      | 274   | 1290                 |
| 27    | Паропровод П-4/4                                       | T-600м     | 20.02.2012 г.    | 2Г        | 219x10                                  | 60      | 274   | 365                  |
| 28    | Паропровод П-4/2                                       | T-601м     | 20.02.2012 г.    | 2Г        | 159x8                                   | 60      | 274   | 534                  |
| 29    | Паропровод П-4/8                                       | T-602м     | 20.02.2012 г.    | 2Г        | 159x8                                   | 60      | 274   | 890                  |
| 30    | Паропровод «Коллектор» П-3/5                           | T-1006м    | 10.11.2010 г.    | 2Г        | Ø159x9                                  | 60      | 274   | 1026                 |
| 31    | Паропровод «Коллектор» П-4/5                           | T-1004м    | 10.11.2010 г.    | 2Г        | 219x9                                   | 60      | 274   | 1924                 |



|                         |  |         |               |    |        |    |     |      |
|-------------------------|--|---------|---------------|----|--------|----|-----|------|
| 32                      | Паропровод «Коллектор» П-4/7             | Т-1005м | 10.11.2010 г. | 2Г | Ø219х9 | 60 | 274 | 3470 |
| 33                      | Паропровод «Эстакада» 2-57 (продолжение) | Т-1007м | 11.10.2010 г. | 2Г | 159х8  | 60 | 274 | 71   |
| 34                      | Паропровод «Эстакада» 1-64               | Т-1008м | 10.11.2010    | 2Г | 159х8  | 60 | 274 | 450  |
| 35                      | Паропровод «Эстакада» 2-122              | Т-1009м | 10.11.2010    | 2Г | 159х8  | 60 | 274 | 690  |
| 36                      | Паропровод «Эстакада» 1-57               | Т-1010м | 10.11.2010    | 2Г | 159х8  | 60 | 274 | 582  |
| 37                      | Паропровод «Эстакада» 2-106              | Т-1011м | 10.11.2010    | 2Г | 159х8  | 60 | 274 | 610  |
| <b>Итого: 37 232 м.</b> |  |         |               |    |        |    |     |      |



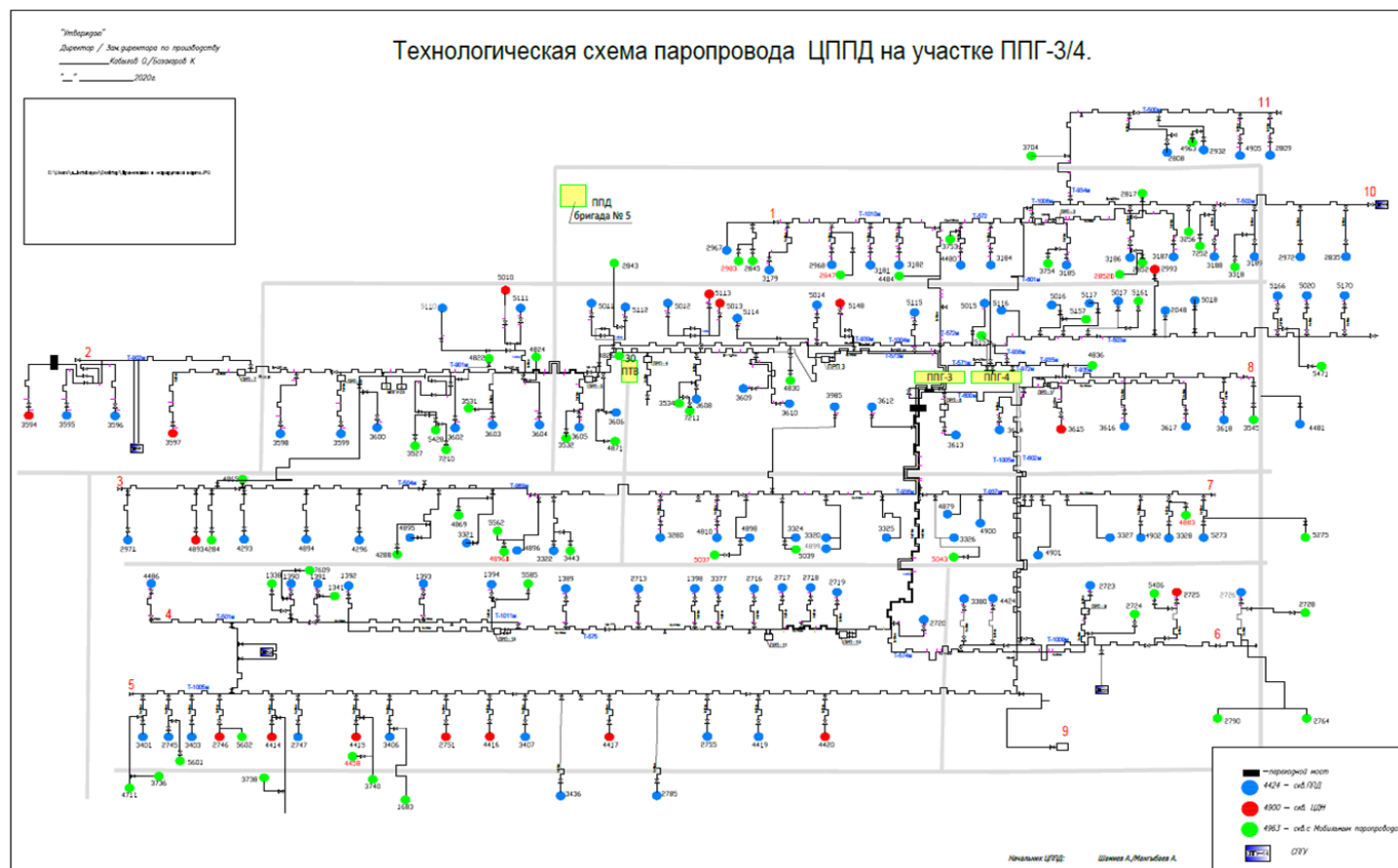


Рисунок 6.6.2- Технологическая схема паропроводов ЦППД на месторождении Каражанбас



***Проектные решение по системе сбора, транспорта и ППД по трем вариантам разработки***

Проектными решениями рассмотрено три варианта разработки месторождения Каражанбас.

**Вариант – 1.**

По первому варианту разработки предусматривается:

- ввод 653 добывающих скважин с 2020-2029 гг.;
- перевод скважин под нагнетание воды из добычи – 45 ед.;
- перевод под нагнетание пара из добычи – 91 ед.;
- ввод новых проектных законтурных ВНС – 3 ед.;
- ввод новых проектных скважин под нагнетание пара – 4 ед.

Перечень оборудования для реализации данного варианта разработки представлен в таблице 6.6.2



Таблица 6.6.2- Перечень оборудования для реализации варианта разработки 1 на месторождении Каражанбас

| №<br>п/п | Мероприятия   | Ед. изм. | Всего  | Годы  |       |       |       |       |       |      |      |      |      |
|----------|---|----------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|
|          |   |          |        | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
| 1        | Подключение проектных доб. верт. скважин  | ед.      | 653    | 82    | 83    | 120   | 120   | 47    | 44    | 38   | 42   | 35   | 42   |
| 2        | Установка на устьях инд. СКЖ  | ед.      | 653    | 82    | 83    | 120   | 120   | 47    | 44    | 38   | 42   | 35   | 42   |
| 3        | Прокладка выкидных линии (4", СПТ)  | м.       | 58770  | 7380  | 7470  | 10800 | 10800 | 4230  | 3960  | 3420 | 3780 | 3150 | 3780 |
| 4        | Прокладка дополнительного коллектора (8", СПТ)                                  | м.       | 7270   | 1600  | 1620  | 1500  | 1300  | 650   | 600   |      |      |      |      |
| 5        | Перевод под нагнетание воды из добычи   | ед.      | 45     | 6     | 3     | 3     | 10    | 10    | 7     | 6    |      |      |      |
| 6        | Перевод под нагнетание пара из добычи   | ед.      | 91     | 17    | 19    | 12    | 10    | 13    | 11    | 9    |      |      |      |
| 7        | Ввод новых проектныхзаконтурных скважин   | ед.      | 3      |       | 3     |       |       |       |       |      |      |      |      |
| 8        | Ввод новых проектных скважин под нагнетание пара                                | ед.      | 4      |       | 4     |       |       |       |       |      |      |      |      |
| 9        | Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) | ед.      | 143    | 23    | 29    | 15    | 20    | 23    | 18    | 15   |      |      |      |
| 10       | Установка МПГУ YZG -18-17-G   | ед.      | 22     | 4     | 4     | 3     | 3     | 3     | 3     | 2    |      |      |      |
| 11       | Прокладка стационарных паропроводов к паронагнетательным скважинам              | м.       | 100100 | 18700 | 20900 | 13200 | 11000 | 14300 | 12100 | 9900 |      |      |      |
| 12       | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 3") (6МПа)   | м.       | 2250   | 300   | 150   | 150   | 500   | 500   | 350   | 300  |      |      |      |

**Вариант – 2.**

По второму варианту разработки предусматривается закачка горячей воды на всем месторождении и разработка прибрежной зоны:

- ввод 1536 добывающих скважин с 2020-2037 гг.;
- перевод скважин под нагнетание воды из добычи – 52 ед.;
- перевод под нагнетание пара из добычи – 95 ед.;
- ввод новых проектных законтурных скважин – 3 ед.;
- ввод новых проектных скважин под нагнетание пара – 12 ед.;
- ввод новых добывающих скважин в прибрежной зоне – 62 ед. (после отработки на нефть предусматривается перевод 14 из них под нагнетание воды).;
- перевод добывающих скважин в прибрежной зоне под нагнетание воды – 14 ед.

Перечень оборудования для реализации данного варианта разработки представлен в таблице 6.6.3



**Таблица 6.6.3- Перечень оборудования для реализации варианта разработки 2 на месторождении Каражанбас**

| №<br>п/п | Мероприятия   | Ед.<br>изм. | Всего  | Годы  |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
|----------|---|-------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--|
|          |   |             |        | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 |  |
| 1        | Подключение проектных доб.верт. скважин   | ед.         | 1536   | 79    | 83    | 115   | 120   | 120   | 120   | 100   | 100  | 100  | 100  | 90   | 90   | 90   | 70   | 50   | 40   | 40   | 29   |  |
| 2        | Установка на устьях инд. СКЖ  | ед.         | 1536   | 79    | 83    | 115   | 120   | 120   | 120   | 100   | 100  | 100  | 100  | 90   | 90   | 90   | 70   | 50   | 40   | 40   | 29   |  |
| 3        | Перевод добывающих скважин под нагнетание (прибрежная зона), всего  | ед.         | 14     |       |       |       |       |       |       | 4     | 5    | 5    |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 4        | Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)   | ед.         | 14     |       |       |       |       |       |       | 4     | 5    | 5    |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 5        | Прокладка выкидных линии (4", СПТ)  | м           | 95400  | 7110  | 7470  | 10350 | 10800 | 10800 | 10800 | 9000  | 9000 | 9000 | 9000 | 8100 | 8100 | 8100 | 6300 | 4500 | 3600 | 3600 | 2610 |  |
| 6        | Прокладка дополнительного коллектора (8", СПТ)  | м           | 14700  | 1800  | 2700  | 4700  | 1500  | 2000  | 1000  | 1000  |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 7        | Прокладка дополнительного коллектора (8", СПТ) (прибрежная зона, система сбора)   | м           | 6200   |       |       |       | 3200  | 3000  |       |       |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 8        | Прокладка дополнительного коллектора (8", СПТ) (прибрежная зона, система ППД)   | м           | 2500   |       |       |       |       |       |       | 2500  |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 9        | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (прибрежная зона, стеклопластиковые 3") (6МПа)  | м           | 2800   |       |       |       |       |       |       | 800   | 1000 | 1000 |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 10       | Перевод под нагнетание воды из добычи   | ед.         | 52     | 10    | 6     | 3     | 10    | 10    | 7     | 6     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 11       | Перевод под нагнетание пара из добычи   | ед.         | 95     | 17    | 20    | 15    | 13    | 8     | 10    | 12    |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 12       | Ввод новых проектных законтурных скважин  | ед.         | 3      |       | 3     |       |       |       |       |       |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 13       | Ввод новых проектных скважин под нагнетание пара  | ед.         | 12     | 3     | 4     | 5     |       |       |       |       |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 14       | Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)   | ед.         | 162    | 30    | 33    | 23    | 23    | 18    | 17    | 18    |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 15       | Установка МПГУ YZG -18-17-G   | ед.         | 27     | 5     | 6     | 5     | 3     | 3     | 2     | 3     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 16       | Прокладка стационарных паропроводов к паронагнетательным скважинам  | м           | 117700 | 22000 | 26400 | 22000 | 14300 | 8800  | 11000 | 13200 |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 17       | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 3") (6МПа)   | м           | 2900   | 500   | 450   | 300   | 500   | 500   | 350   | 300   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 18       | Установка печей подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G  | ед.         | 120    |       | 120   |       |       |       |       |       |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 19       | Блок реагентов (БР-2,5)   | ед.         | 120    |       | 120   |       |       |       |       |       |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 20       | Расход диспергатора минеральных отложений типа «Рандим-4021» СТ ТОО 38626239-34-2007 (будет определен на основании химических исследований) | г/т         |        |       | ~30   |       |       |       |       |       |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 21       | Газопровод с Ø 89*6 мм  | м           | 29200  |       | 29200 |       |       |       |       |       |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |

**Вариант – 3.**

По третьему варианту разработки предусматривается разработка всего месторождения и дополнительно разработка прибрежной зоны:

- ввод 1856 добывающих скважин с 2020-2037 гг.;
- перевод скважин под нагнетание воды из добычи – 42 ед.;
- перевод под нагнетание пара из добычи – 77 ед.;
- ввод новых проектных законтурных ВНС – 3 ед.;
- ввод новых проектных скважин под нагнетание пара – 53 ед.;
- ввод новых добывающих скважин в прибрежной зоне – 62 ед. (после отработки на нефть предусматривается перевод 14 из них под нагнетание воды).;
- перевод добывающих скважин в прибрежной зоне под нагнетание воды – 14 ед.

Перечень оборудования для реализации данного варианта разработки представлен в таблице 6.6.4.



**Таблица 6.6.4- Перечень оборудования для реализации варианта разработки 3 на месторождении Каражанбас**

| №<br>п/п | Мероприятия  | Ед.<br>изм. | Всего  | Годы  |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      |  |
|----------|--|-------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|--|
|          |  |             |        | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  | 2032  | 2033  | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 |  |
| 1        | Подключение проектных доб.верт. скважин, всего   | ед.         | 1856   | 79    | 83    | 115   | 115   | 118   | 118   | 117   | 116   | 116   | 117   | 117   | 120   | 120   | 117   | 97   | 97   | 47   | 47   |  |
| 2        | Установка на устьях инд. СКЖ   | ед.         | 1856   | 79    | 83    | 115   | 115   | 118   | 118   | 117   | 116   | 116   | 117   | 117   | 120   | 120   | 117   | 97   | 97   | 47   | 47   |  |
| 3        | Подключение проектных нагнетательных скважин (прибрежная зона), всего                          | ед.         | 14     |       |       |       |       |       |       | 4     | 5     | 5     |       |       |       |       |       |      |      |      |      |  |
| 4        | Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)                | ед.         | 14     |       |       |       |       |       |       | 4     | 5     | 5     |       |       |       |       |       |      |      |      |      |  |
| 5        | Прокладка выкидных линии (4", СПТ)   | м           | 167040 | 7110  | 7470  | 10350 | 10350 | 10620 | 10620 | 10530 | 10440 | 10440 | 10530 | 10530 | 10800 | 10800 | 10530 | 8730 | 8730 | 4230 | 4230 |  |
| 6        | Прокладка дополнительного коллектора (8", СПТ)   | м           | 15700  | 1800  | 3700  | 2700  | 3500  | 4000  |       |       |       |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      |  |
| 7        | Прокладка дополнительного коллектора (8", СПТ) (прибрежная зона, система сбора)                | м           | 6200   |       |       |       | 3200  | 3000  |       |       |       |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      |  |
| 8        | Прокладка дополнительного коллектора (8", СПТ) (прибрежная зона, система ППД)                  | м           | 2500   |       |       |       |       |       |       | 2500  |       |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      |  |
| 9        | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (прибрежная зона, стеклопластиковые 3") (6МПа) | м           | 2800   |       |       |       |       |       |       | 800   | 1000  | 1000  |       |       |       |       |       |      |      |      |      |  |
| 10       | Перевод под нагнетание воды из добычи  | ед.         | 42     | 10    | 6     | 3     | 7     | 7     | 5     | 4     |       |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      |  |
| 11       | Перевод под нагнетание пара из добычи  | ед.         | 77     | 17    | 20    | 15    | 7     | 4     | 6     | 8     |       |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      |  |
| 12       | Ввод новых проектных законтурных скважин   | ед.         | 3      |       | 3     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      |  |
| 13       | Ввод новых проектных скважин под нагнетание пара   | ед.         | 53     | 3     | 4     | 5     | 5     | 2     | 2     | 3     | 4     | 4     | 3     | 3     |       |       | 3     | 3    | 3    | 3    | 3    |  |
| 14       | Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)                | ед.         | 175    | 30    | 33    | 23    | 19    | 13    | 13    | 15    | 4     | 4     | 3     | 3     |       |       | 3     | 3    | 3    | 3    | 3    |  |
| 15       | Установка МПГУ YZG -18-17-G  | ед.         | 34     | 5     | 6     | 5     | 3     | 1     | 2     | 3     | 1     | 1     | 1     | 1     |       |       | 1     | 1    | 1    | 1    | 1    |  |
| 16       | Прокладка стационарных паропроводов к паронагнетательным скважинам                             | м           | 143000 | 22000 | 26400 | 22000 | 13200 | 6600  | 8800  | 12100 | 4400  | 4400  | 3300  | 3300  |       |       | 3300  | 3300 | 3300 | 3300 | 3300 |  |
| 17       | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 3") (6МПа)                  | м           | 2250   | 500   | 450   | 150   | 350   | 350   | 250   | 200   |       |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      |  |

## **7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН**

### **7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ**

Выбор типовой конструкции является одним из важнейших мероприятий для обеспечения безопасной проводки проектных скважин в зависимости от горно-геологических условий вскрываемого разреза, надежного разобщения пластов, а также максимального соблюдения правил охраны недр при строительстве скважин и разработке месторождений.

Конструкция скважины должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины.

Исходя из горно-геологических условий бурения проектируемых скважин, с учетом опыта бурения ранее пробуренных скважин на месторождении Каражанбас и, в соответствии с действующими в РК «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» [1], а также с учетом требований «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» [2], предусматриваются следующие конструкции вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных эксплуатационных скважин:

#### *Вертикальные и наклонно-направленные скважины*

- Устройство шахты 1,4 м × 1,4 м × 0,8 м с железобетонным дном и стенок шахты толщиной не менее 15 см или железным листом толщиной 10 мм.
- Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.
- Кондуктор устанавливается с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений, напорных водоносных горизонтов, а также для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных флюидопроявлений при бурении под эксплуатационную (промежуточную) колонну. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием (ПВО).
- Промежуточная колонна устанавливается с целью перекрытия газоводонапорного альбского горизонта.
- Эксплуатационная колонна устанавливается с целью разобщения, испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов, либо с целью нагнетания воды или пара в пласт.

Рекомендуемые конструкции скважин приведены в таблицах 7.1.1, 7.1.2.



Таблица 7.1.1– Рекомендуемая конструкция скважин

| Наименование колонны     | Диаметр, мм |         | Интервал спуска колонны, м |           | Высота подъема цемента (ВПЦ), м |
|--------------------------|-------------|---------|----------------------------|-----------|---------------------------------|
|                          | долота      | колонны | от (верх)                  | до (низ)  |                                 |
| 1                        | 2           | 3       | 4                          | 5         | 6                               |
| Кондуктор                | 311,2       | 244,5   | 0                          | 165 (245) | до устья                        |
| Эксплуатационная колонна | 222,3       | 168,3   | 0                          | 480       | до устья                        |

Таблица 7.1.2– Рекомендуемая конструкция скважин в случае осложнений при бурении

| Наименование колонны     | Диаметр, мм |         | Интервал спуска колонны, м |          | Высота подъема цемента (ВПЦ), м |
|--------------------------|-------------|---------|----------------------------|----------|---------------------------------|
|                          | долота      | колонны | от (верх)                  | до (низ) |                                 |
| 1                        | 2           | 3       | 4                          | 5        | 6                               |
| Кондуктор                | 406,4       | 339,7   | 0                          | 100      | до устья                        |
| Промежуточная колонна    | 311,2       | 244,5   | 0                          | 210      | до устья                        |
| Эксплуатационная колонна | 222,3       | 168,3   | 0                          | 480      | до устья                        |

На каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают по результатам ГИС.

#### Горизонтальные скважины

- Устройство шахты 1,4 м × 1,4 м × 0,8 м с железобетонным дном и стенок шахты толщиной не менее 15 см или железным листом толщиной 10 мм.
- Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.
- Кондуктор устанавливается с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений, напорных водоносных горизонтов, а также для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных флюидопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием (ПВО).
- Эксплуатационная колонна устанавливается с целью разобщения пластов, перекрытия возможных водоносных горизонтов.
- Эксплуатационный хвостовик (щелевой фильтр) устанавливается с целью разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов, либо с целью нагнетания рабочего агента в пласт.

Рекомендуемая конструкция горизонтальных скважин приведена в таблице 7.1.3.

Таблица 7.1.3– Рекомендуемая конструкция горизонтальных скважин

| Наименование колонны                        | Диаметр, мм |         | Интервал спуска колонны, м |          | Высота подъема цемента (ВПЦ), м |
|---|-------------|---------|----------------------------|----------|---------------------------------|
|   | долота      | колонны | от (верх)                  | до (низ) |                                 |
| 1   | 2           | 3       | 4                          | 5        | 6                               |
| Кондуктор                                   | 406,4       | 339,7   | 0                          | 165      | до устья                        |
| Эксплуатационная колонна                    | 311,2       | 244,5   | 0                          | 280      | до устья                        |
| Эксплуатационный хвостовик (щелевой фильтр) | 222,3       | 168,3   | 230*                       | 914*     | не цементируется                |

\* Интервал установки щелевого фильтра по стволу (м).





Полагаясь на положительный опыт применения подобной конструкции скважин в регионе, количество, глубины и типоразмер обсадных колонн определены исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных флюидопроявлений и испытании скважин на продуктивность.

Глубина начала набора зенитного угла, пространственная интенсивность, азимут и зенитный угол будут рассчитаны для каждой наклонно-направленной и горизонтальной скважины индивидуально и изложены в технических проектах на строительство скважин.

Бурение под направление на глубину 15 м производится шнековым способом, на сухую без бурового раствора с применением передвижных буровых установок ПБУ-1 на базе ЗИЛ-131, ПБУ-2 на базе ЗИЛ-131, ПБУ-50 на базе ЗИЛ-131, АЗА-3 на базе КАМАЗ-4310, SWDM10 на гусеничном ходу, БКМ-2012 на базе КАМАЗ-53228, 65111-42, 65111-46 либо аналогичная спец. техника для бурения и крепления направлений.

Исходя из проектной глубины и конструкции скважин, бурение рекомендуется производить буровой установкой грузоподъемностью 120 т., роторным способом или системой верхнего привода (СВП) с использованием гидравлического забойного двигателя, долотами с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе. Для постоянного контроля за траекторией ствола при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин использовать интегрированную анализирующую систему для бурения MWD.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения.

Противовыбросовое оборудование и обвязка устья:

- Кондуктор ПВО ППГ и ПУГ 280-350
- «А» секция – Головка: колонная, 11" × 9-5/8", «А»
- «В» секция – Головка: НКТ, 7-1/16" × 6-5/8", «В»
- «С» секция – Арматура: запорная, насосная, секция «С» в сборе: адаптер НКТ, 7-1/16" 2000 × 2-7/8" EU «С» температурный класс U (+121°C) класс материала – АА
- «С» секция – Арматура: запорная, паронагнетательная, секция «С» в сборе 7-1/16" 2000 × 2-9/16" 2000, 2-7/8 NUE, up to +345°C
- «С» секция – Арматура: водонагнетательная, 7-1/16" API фланцевый низ на 2-9/16" × 2000, температурный класс PU (до +121°C), класс материала – ЕЕ.

Для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора цементным, предупреждения поглощений при цементировании и улучшения качества цементирования



в целом рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий.

*Подготовка ствола скважины:*

- шаблонирование и проработка ствола скважины в местах посадок, сужений и отложений глинистой корки; после проработки ствола промывка скважины с доведением параметров бурового раствора в соответствие с проектными;
- применение специальных комбинированных буферных жидкостей, обеспечивающих отмыв глинистой корки и кольматацию высокопроницаемых пропластков;
- обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

*Технологическая оснастка обсадных колонн:*

- применение центраторов, скребков, турбулизаторов в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин;
- уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

*Технология и способ цементирования обсадных колонн:*

- использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения высоты подъема цемента до устья и предотвращения гидроразрыва пластов;
- вращение обсадных колонн (в вертикальных скважинах) и расхаживание колонн в процессе цементирования для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора;
- использование двух цементировочных пробок для лучшего разделения тампонажного и бурового растворов.

*Тампонажные растворы и материалы*

- использование высококачественного тампонажного цемента типа ПЦТ I-CC-100 или ПЦТ I-G-CC-1 по ГОСТ 1586-91 или G(HSR) по API 10A;
- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин и стабилизация раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости;
- выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для



обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или пробкового) для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости;

- применение тонкомолотого кремнезема в качестве добавки, повышающей термостойкость цементного камня в условиях циклически меняющихся температур;
- использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, дисперсанты, ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня.

Технические средства, технология строительства скважин, мероприятия по охране окружающей среды и технике безопасности будут детально изложены в технических проектах на строительство вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

## **7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин**

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех предполагаемых ситуаций, которые базируются на геологической информации по месторождению Каражанбас и в соответствии с требованиями «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» [2].

Основными проблемами при бурении скважин являются:

- размыв устья скважины в рыхлых породах;
- грифонообразования;
- посадки, затяжки и прихваты бурильного инструмента из-за сальникообразования, осыпей/обвалов стенок и сужения ствола скважины, а также возможные дифференциальные прихваты из-за большого перепада давлений между скважиной и пластом;
- резкое ухудшение свойств бурового раствора при бурении из-за высокой температуры пласта – в случае применения нетермостойкого бурового раствора;
- осыпи и обвалы стенок скважин;
- частичные поглощения промывочной жидкости;
- водопроявления;
- флюидопроявления.

Так как, в разрезе отложений, вскрываемых совместно с продуктивными пластами содержится до 70% легкодиспергирующихся глин и аргиллитов, и учитывая глинистость самих продуктивных отложений (более 10%), при использовании не ингибированных



систем промывочных жидкостей, велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей, за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза. Что в свою очередь приводит к снижению механической скорости проходки, ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода химреагентов и, самое главное, коагуляции призабойной зоны пласта глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта (пористость, проницаемость) и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов (для обеспечения эффекта ингибирования, содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 3%), которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских характеристик пласта и недопущения коагуляции его, в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент, во избежание загрязнения коллектора.

Необходимо обеспечить жёсткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего, все основные параметры должны замеряться 3-4 раза в сутки.

Результаты анализа должны сообщаться в буровое управление Компании.

Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твёрдой фазы в буровом растворе и её регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки и регулирования содержания твёрдой фазы (вибрационные сита, оснащённые сетками с ячейками для грубой очистки 40-80 меш и для тонкой очистки 100-200 меш, гидроциклонные пескоотделитель, илоотделитель и центрифуга). Надлежащее использование системы очистки с совокупным коэффициентом эффективности удаления выбуренной породы из бурового раствора не ниже 90% позволит обеспечить поддержание



запроектированных параметров раствора, сократить затраты на его обработку (избежать максимального разбавления) и обеспечить максимальную степень сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности (в количестве 2-3 м<sup>3</sup>), с целью дополнительной очистки ствола скважины, особенно в его кавернозной части.

Рецептура буровых растворов детально разрабатывается при составлении технического проекта на строительство скважин.

С целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов (пористость и проницаемость) при вторичном вскрытии, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых в каждом конкретном случае определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Вторичное вскрытие продуктивных пластов коллекторов, намеченных к опробованию в эксплуатационной колонне, предполагается выполнять с помощью перфораторов повышенной пробивной способности, с плотностью прострела 16 отверстий на 1 погонный метр.

В целом, требования к методу вторичного вскрытия пластов и освоения скважин следующие:

- перфорацию производить кумулятивными перфораторами, спускаемыми на кабеле, в среде перфорационной жидкости соответствующей плотности и с минимальной фильтрацией в продуктивный пласт;
- освоение производить спуском НКТ на 10 метров выше верхней границы интервала перфорации.

Снижение забойного давления выполняется свабированием. При отсутствии притока воздействовать на пласт поочередной закачкой в НКТ небольших пачек азота и воды с продавкой их под башмак со сбросом выходящей жидкости через затрубное. Производимая таким образом пульсация жидкости и азота будет воздействовать на скелет породы, приводить его в колебательное движение и способствовать расклиниванию,



дроблению и удалению колюматизирующего слоя, образованного в процессе бурения.



---

**8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА,  
КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ**



## **9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

### **9.1 Комплекс физико-химических исследований нефти, газа и воды**

Учитывая неоднозначность полученных параметров по пластовым флюидам месторождения Каражанбас за анализируемый период, для характеристики текущих свойств пластовой нефти и их изменения в процессе разработки, рекомендуется продолжить отбор и исследования глубинных и рекомбинированных проб.

Следует обратить внимание на детальное изучение текущих свойств пластовой нефти по выделенным участкам разработки месторождения Каражанбас – Север, Восток, Запад, Центр.

Так как методы повышения КИН применяемые на месторождении на выделенных участках различные, следует это учитывать при характеристике изменения свойств пластового флюида, происходящего в процессе разработки продуктивных залежей на том или ином объекте.

В связи с вышеизложенным при выборе скважино-объектов для отбора и анализа глубинных и рекомбинированных проб пластовой нефти следует учитывать их территориальную принадлежность к тому или иному участку с охватом всех разрабатываемых объектов месторождения Каражанбас.

Отбор проб нефти следует производить с учетом особенностей разработки месторождения Каражанбас.

Для получения достоверных данных по свойствам пластовой нефти отбор глубинных проб нефти необходимо производить в соответствии с методикой отбора глубинных проб.

Критерии выбора скважинно-объектов для получения кондиционных проб пластовой нефти, а также для освещенности ранее не исследованных зон и участков следующие:

- скважины находящихся на участках с закачкой пара выбрать отдельно для характеристики флюида, находящегося под воздействием высоких температур;
- исключить скважины с обводненностью выше 50%;
- наличие однофазного притока пластового флюида на забой скважины, что возможно при превышении забойного давления над давлением насыщения;
- учесть намеченные проектные документы, разработка которых начнется в 2020-2021 годах при согласовании с геологами Недропользователя;





- собрать данные по забойным давлениям в выбранных скважинах, для учета режима отбора глубинных проб.

Согласно утверждённому геологической службой недропользователя списку кандидатов добывающих скважин, рекомендуется провести отборы глубинных проб пластовой нефти по скважинам, представленным в таблице 9.1.1.

Таблица 9.1.1– Список скважин, рекомендуемых на отбор глубинных проб

| Сква- жина | Учас- ток   | Гори- зонт | Пуск в эксплуата- цию | Намечаемая дата отбора | Зона влияния     | Примечание  |
|------------|-------------|------------|-----------------------|------------------------|------------------|---|
| 8096       | Центр ПТВ-2 | ЮЗ         | 23.02.2020            | март                   | водо- нагнетание | Отбор и анализ глубинных проб нефти и газа для выполнения проектных решений ЦКРР РК и рекомендаций рабочей комиссии ЦКРР РК |
| 5080       | Центр ПТВ-2 | ЮЗ         | 04.09.2020            | март                   | водо- нагнетание | Отбор и анализ глубинных проб нефти и газа для выполнения проектных решений ЦКРР РК и рекомендаций рабочей комиссии ЦКРР РК |
| 7722       | Восток      | Д2         | 14.08.2020            | апрель                 | паро- нагнетание | Перед отбором глубинных проб нефти провести замер ГФ.   |
| 229        | Север       | А1         | 20.04.2020            | апрель                 | паро- нагнетание | Перед отбором глубинных проб нефти провести замер ГФ.   |
| 7021       | Восток      | Д2 Ю1      | 11.05.2015            | май                    | паро- нагнетание | Перед отбором глубинных проб нефти провести замер ГФ.   |
| 3729       | Восток      | А1 Б       | 26.01.2016            | май                    | паро- нагнетание | Перед отбором глубинных проб нефти провести замер ГФ.   |
| 1102       | Центр ВВГ   | ЮЗ         |                       | июнь                   | водо- нагнетание | Отбор и анализ глубинных проб нефти и газа для выполнения проектных решений ЦКРР РК и рекомендаций рабочей комиссии ЦКРР РК |
| 2722       | Восток      | Г          | 16.06.2010            | июнь                   | паро- нагнетание |   |
| 1010       | Запад       |            |                       | июнь                   | без ППД          | Отбор и анализ глубинных проб нефти и газа для выполнения проектных решений ЦКРР РК и рекомендаций рабочей комиссии ЦКРР РК |
| 5904       | Север       | А1         | 21.04.2017            | июль                   | водо- нагнетание | Перед отбором глубинных проб нефти провести замер ГФ.   |
| 1016       | Запад       |            |                       | июль                   | без ППД          | Отбор и анализ глубинных проб нефти и газа для выполнения проектных решений ЦКРР РК и рекомендаций рабочей комиссии ЦКРР РК |
| 6478       | Запад       | Ю1         | 09.05.2017            | август                 | водо- нагнетание | Перед отбором глубинных проб нефти провести замер ГФ.   |
| 6566       | Центр ПТВ-3 | Г          | 20.10.2012            | октябрь                | водо- нагнетание | Перед отбором глубинных проб нефти провести замер ГФ.   |
| 2208       | Центр ВВГ   | А1 Б       | 14.07.1987            | октябрь                | водо- нагнетание | Перед отбором глубинных проб нефти провести замер ГФ.   |
| 473        | Центр ПТВ-2 | Г          | 21.07.1984            | октябрь                | водо- нагнетание | Перед отбором глубинных проб нефти провести замер ГФ.   |



Перед отбором глубинных проб пластовой нефти из заданной скважины путем отбора устьевой пробы продукции скважины определить обводненность флюида. В случае, если обводненность продукции скважины не превышает 50% следует приступить к процедуре подъема глубинного насоса. После процедуры подъема глубинного насоса произвести свабирование жидкости из ствола скважины. По окончании процедуры свабирования оставить скважины на 24-48 часов для отстоя и восстановления забойного давления и стабилизации уровня флюида. После стабилизации уровня пластового флюида опустить глубинный манометр-термометр и, по интервально, замерить давление и температуру с расчетом плотности жидкости по стволу. По результатам замеров и интерпретации значений определить точки отбора глубинной пробы и отобрать три параллельные пробы пластовой нефти.

Изучение свойств дегазированной нефти, для уточнения принятых параметров и в целях контроля за изменениями свойств нефти в процессе разработки, необходимо продолжить. Определение таких параметров, как плотность, вязкость, содержание парафинов, асфальто-смолистых веществ, серы, температуры застывания, фракционного состава, молекулярного веса, зольности рекомендуется исследовать в испытательных лабораториях, аккредитованных по СТ РК ИСО/МЭК -17025.

Согласно РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений» и «Единым правилам разработки нефтяных и газовых месторождений РК» в обязательный комплекс систематических (периодических) исследований по контролю разработки нефтяных месторождений» входят:

- отбор и исследование глубинных и поверхностных проб нефти;
- замеры промыслового газового фактора;
- определение обводненности продукции скважин.

Исследования свойств пластовой нефти выполняются в соответствии с МВИ 2 №02-2017 «Методы исследования пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

Методика предусматривает определение широкого перечня параметров, в том числе, – давления насыщения, газосодержания, объемного коэффициента, вязкости, плотности, составов выделившегося газа и дегазированной нефти, зависимости основных параметров пластовой нефти от давления и др. Все эти характеристики пластовой нефти необходимы при уточнении запасов нефти и газа, геолого-технических показателей и моделировании процессов разработки.

График отбора глубинных проб нефти из скважин должен быть составлен геолого-промысловой службой предприятия с учетом ввода в эксплуатацию новых скважин и



равномерного распределения их по площади залежи. Отбор и исследования глубинных проб нефти следует выполнять по каждому объекту разработки.

Замеры газового фактора в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, должны выполняться раз в год. При снижении пластового давления ниже давления насыщения замеры давления выполняются ежеквартально.

Замеры обводненности скважин должны осуществляться по всему эксплуатационному фонду с периодичностью не менее одного раза в месяц.

## 9.2 Комплекс геофизических исследований

Геофизические исследования по контролю за разработкой на месторождении проводятся как в открытом стволе скважин, законченных бурениях и в скважинах с обсаженным стволом. Проведенные исследования позволяют решать следующие задачи:

- уточнение литологии в районе пробуренных скважин;
- определение текущего нефтенасыщения и степени обводненности пластов;
- фиксировать профиль притока в добывающих и профиль приемистости в нагнетательных скважинах;
- оценить техническое состояние подземного оборудования, определить места неконтролируемых потоков жидкости;
- оценить эффект проводимых на месторождении мероприятий по повышению нефтеотдачи;
- определить температурный режим работы скважины, сухость закачиваемого пара.

Геофизические исследования и интерпретация полученных данных выполнены различными сервисными компаниями: ТОО «М-Техсервис», ТОО «КазРосГеофизика» и ТОО «Анега-Казахстан», ТОО «БатысГеофизСервис».

Комплекс исследований соответствует поставленным задачам и требованиям регламента по оптимальному комплексу ГИС НИИ ТДБ. Результаты исследований используются для анализа разработки, планирования дальнейших мероприятий на месторождении.

### *Геофизические исследования в открытом стволе новых скважин*

Комплекс геофизических исследований в открытом стволе скважин включает следующие методы:

- гамма-каротаж (ГК);
- нейтрон-нейтронный каротаж (ННК);
- кавернометрия (КВ);
- запись самопроизвольной поляризации (ПС);
- многозондовый индукционный каротаж (ИК 5 зондов);



- боковой каротаж (БК);
- плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК);
- термометрия (ТМ);
- резистивиметрия;
- инклинометрия.

Сопротивление фиксируется методами фокусированного бокового каротажа и 5-ти зондовыми модификациями индукционного каротажа.

В 2017-2020 годах в центральном участке месторождения пробурены несколько скважин вскрывших продуктивную залежь Ю-III горизонта, в которых кроме вышеперечисленного комплекса исследований в скважинах 8096, 1475, 6608 и 6596 дополнительно был проведен электрический микроимиджер (аналог FMI). В скважине 8096 был отобран керн и выполнены геолого-технологические исследования (ГТИ). Более детальная информация по залежи Ю-III представлена в отчете [1].

В горизонтальной скважине 8000 были проведены 2 комплекса ГИС. В вертикальной части ствола применялся полный комплекс, а в горизонтальной части ограниченное количество методов: гамма каротаж, УЭС зондами RACHM, RACLM, RPCNM, плотностной, нейтронный каротаж, фотоэлектрический фактор и термометрия.

Для определения кривизны ствола скважины и положения его в пространстве проводилась инклинометрия со снятием отсчетов на точках через 10 м - в вертикальных скважинах и непрерывный замер - в горизонтальных.

Качество цементирования эксплуатационных колонн оценивалось по диаграммам акустического цементомера.

Геофизические исследования на месторождении проводились в скважинах, пробуренных, долотом диаметром 215,9 и 222,25 мм, заполненных полимерным и гипсовым раствором с параметрами, указанными в таблице 9.2.1.

**Таблица 9.2.1-Параметры глинистого раствора в скважинах при проведении ГИС**

| Параметры раствора           | минимальное значение | максимальное значение | среднее значение |
|------------------------------|----------------------|-----------------------|------------------|
| плотность, г/см <sup>3</sup> | 1,04                 | 1,92                  | 1,23             |
| вязкость, сек                | 33                   | 65                    | 44,5             |

Буровой раствор с минимальной плотностью 1,04 применялся в скважинах №№4403, 8125, а с максимальной плотностью 1,92 в скважине №21ПД.

#### **Геофизические исследования эксплуатационных скважин**

Результаты выполненных исследований составляют информационную основу, позволяющую проследить за динамикой вытеснения нефти из пласта, оценить техническое состояние подземного оборудования, определить эффективность проводимых геолого-технических мероприятий.



В состав комплекса включены следующие методы:

- Термометрия (Т);
- Локация муфтовых соединений и перфорационных отверстий (ЛМ);
- Манометрия (МН);
- Гамма каротаж (ГК);
- Термокондуктивный дебитомер (СТД);
- Механическая расходомерия (РГД);
- Влагометрия (ВЛ);
- Резистивиметрия (РИ).

В таблице 9.2.2 приведена информация по проведенному за отчетный период объему ГИС-к по видам и по годам.

Таблица 9.2.2-Выполнение объема ГИС-к на месторождении Каражанбас

| Год   |                  | 2015г. | 2016г. | 2017г. | 2018г. | 2019г. | на<br>01.07.2020г. |
|---|------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------------------|
| 1   | 2                | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8                  |
| <b>Добывающие скважины</b>                      |                  |        |        |        |        |        |                    |
| <b>Всего</b>                                    | Действующий фонд | 2681   | 2709   | 2719   | 2743   | 2812   | 2855               |
|   | Кол-во скважин   | 53     | 65     | 84     | 73     | 122    | 41                 |
|   | Кол-во операций  | 54     | 66     | 84     | 73     | 125    | 43                 |
|   | Охват фонда, %   | 2,0    | 2,4    | 3,1    | 2,7    | 4,3    | 1,4                |
| Определение<br>профиля притока<br>(ОПП)         | Кол-во скважин   | 50     | 46     | 55     | 55     | 64     | 20                 |
|   | Кол-во операций  | 50     | 46     | 55     | 55     | 67     | 22                 |
| Определение<br>текущей<br>насыщенности<br>(ОТН) | Кол-во скважин   | 4      | 20     | 29     | 18     | 25     | 6                  |
|   | Кол-во операций  | 4      | 20     | 29     | 18     | 25     | 6                  |
| Определение<br>герметичности<br>колонны (ОГК)   | Кол-во скважин   | -      | -      | -      | -      | 33     | 15                 |
|   | Кол-во операций  | -      | -      | -      | -      | 33     | 15                 |
| <b>Водонагнетательные скважины</b>              |                  |        |        |        |        |        |                    |
| <b>Всего</b>                                    | Действующий фонд | 481    | 489    | 459    | 444    | 451    | 452                |
|   | Кол-во скважин   | 64     | 63     | 65     | 55     | 53     | 40                 |
|   | Кол-во операций  | 64     | 64     | 65     | 65     | 75     | 49                 |
|   | Охват фонда, %   | 13,3   | 12,9   | 14,2   | 14,6   | 16,6   | 8,8                |
| Определение<br>профиля<br>приемистости (ОПП)    | Кол-во скважин   | 64     | 63     | 64     | 65     | 48     | 27                 |
|   | Кол-во операций  | 64     | 64     | 65     | 65     | 70     | 35                 |
| Определение<br>текущей<br>насыщенности<br>(ОТН) | Кол-во скважин   | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 2                  |
|   | Кол-во операций  | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 2                  |
| Определение<br>герметичности<br>колонны(ОГК)    | Кол-во скважин   | -      | -      | -      | -      | 5      | 11                 |
|   | Кол-во операций  | -      | -      | -      | -      | 5      | 12                 |
| <b>Паронагнетательные скважины</b>              |                  |        |        |        |        |        |                    |
| <b>Всего</b>                                    | Действующий фонд | 241    | 249    | 272    | 253    | 277    | 299                |
|   | Кол-во скважин   | 32     | 32     | 35     | 35     | 43     | 26                 |
|   | Кол-во операций  | 32     | 32     | 35     | 35     | 43     | 27                 |
|   | Охват фонда, %   | 13,3   | 12,8   | 12,8   | 13,8   | 15,5   | 8,7                |
| Определение<br>профиля<br>приемистости (ОПП)    | Кол-во скважин   | 32     | 32     | 35     | 35     | 38     | 23                 |
|   | Кол-во операций  | 32     | 32     | 35     | 35     | 38     | 23                 |
| Определение<br>герметичности<br>колонны(ОГК)    | Кол-во скважин   | -      | -      | -      | -      | 5      | 3                  |
|   | Кол-во операций  | -      | -      | -      | -      | 5      | 4                  |



Исследования действующего фонда добывающих скважин не превышает 4,3% (в 2019 г.), минимальный охват наблюдается в 2015 г. (2%). Охват исследованиями действующих водо и паронагнетательного фонда носит стабильный характер в период 2015- 2019 гг., и в среднем составляет – 14%.

В 2019-2020 годах были проведены исследования по определению герметичности колонны в 76 скважинах (48-добывающих, 24-водо и паронагнетательных, 4-контрольных).

На рисунках 9.2.1 и 9.2.2 представлены диаграммы для наглядного представления выполненных исследований по добывающим и нагнетательным скважинам за отчетный период.



Рисунок 9.2.1-Объем ГИС-к по добывающим скважинам за период 2015-01.07.2020гг.



Рисунок 9.2.2-Объем ГИС-к по нагнетательным скважинам за период 2015-01.07.2020гг.



### ***Исследования по определению текущей нефтенасыщенности***

Исследования по определению текущей нефтенасыщенности пластов проведены в 104 эксплуатационных скважинах. Объем исследований по годам приведен в таблице 9.2.2. Охват исследованиями фонда скважин не превышает 3,3%. Наибольший объем проведен в 2017г., 2018г. и 2019г.

Исследования выполняются с целью оценки характера текущего насыщения (Кнг.тек) неперфорированных пластов-коллекторов в скважинах, преимущественно, с целью возврата на другой горизонт и дострелов. Для проведения исследований были привлечены компании: ТОО «Анега-Казахстан» и АО «Узеньпромгеофизика».

Комплекс включает методы: С/О-каротажа (УКК) / ИНГК, ГК, локатор муфт (ЛМ), время жизни тепловых нейтронов (ТАУ), декремент затухания плотности тепловых нейтронов (L), манометрию, термометрию и влагометрию. Результаты каротажа представлены в виде заключений и планшетов.

По результатам проведенных исследований С/О-каротажа за анализируемый период 2015-01.07.2020гг. в 66 скважинах выполнен переход на новый эксплуатационный объект. Для оценки качества и эффективности данных видов исследований было проведено сопоставление результатов С/О-каротажа с полученными промысловыми данными работы скважин после перфорации.

По данным проведенного анализа в 46 случаях получено совпадение результатов С/О – каротажа с промысловыми показателями добычи и в 17 случаях несовпадение. Таким образом, эффективность достоверности результатов исследований С/О-каротажа составила 70 %. Например, в скважине №3448 первоначально пласты-коллектора в интервалах 243,2-245,5м. и 272,6-274,2м. определялись как нефтенасыщенными с Кнг.нач. 75% и 56% соответственно. По результатам проведенных исследований С/О-каротажа продуктивные коллектора в интервалах 243,5-245,5м и 272,7-273,9м характеризуются как нефтенасыщенные с Кнг.тек. 54,5 и 62,2%. Пласты перфорированы в интервалах 243-246 и 270,5-272,5м. По результатам промысловых данных дебит составил 8,12 м<sup>3</sup>/сут с обводненностью продукции 4%, что хорошо подтверждает результаты С/О – каротажа.

### ***Оценка качества цементирования новых пробуренных скважин.***

Исследования по определению качества цементации эксплуатационной колонны проводятся во всех вновь пробуренных скважинах. В эксплуатационных скважинах исследования проводятся по мере необходимости или приурочены к проведению геолого-технических мероприятий.



По результатам АКЦ во вновь пробуренных скважинах в таблице 9.2.3 представлены обобщающие статистические данные по качеству крепления экс/колонн в интервале продуктивных пластов скважин по годам.

**Таблица 9.2.3-Объем и результаты АКЦ в интервале продуктивных пластов по годам**

| Год                      | Участок                  | Хорошее % | Частичное % | Плохое % | Отсутствует % | Количество скважин |
|--------------------------|--------------------------|-----------|-------------|----------|---------------|--------------------|
| 1                        | 2                        | 3         | 4           | 5        | 6             | 7                  |
| 2015                     | Запад                    | 47.7      | 42.85       | 9.38     | -             | 44                 |
|                          | Центр                    | 47.65     | 44.78       | 1.37     | -             | 8                  |
|                          | Восток                   | 42.83     | 31.16       | 16.75    | 1.56          | 40                 |
|                          | Юг                       | 31.08     | 55.14       | 13.78    | -             | 5                  |
|                          | Север                    | 30.22     | 40.67       | 26.63    | 2.48          | 15                 |
| Общее количество скважин |                          |           |             |          |               | 112                |
| 2016                     | Запад                    | 56.17     | 36.66       | 7.17     | -             | 14                 |
|                          | Центр                    | 50        | 27.7        | 22.34    | -             | 5                  |
|                          | Восток                   | 46.5      | 34.6        | 18.39    | 0.45          | 26                 |
|                          | Север                    | 75.65     | 24.35       | -        | -             | 6                  |
| Общее количество скважин |                          |           |             |          |               | 51                 |
| 2017                     | Запад                    | 72.7      | 21.4        | 5.9      | -             | 12                 |
|                          | Центр                    | 57.2      | 36.6        | 6.2      | -             | 15                 |
|                          | Восток                   | 51.2      | 34          | 14.7     | 0.1           | 60                 |
|                          | Север                    | 76.5      | 19.4        | 4.1      | -             | 21                 |
| Общее количество скважин |                          |           |             |          |               | 108                |
| 2018                     | Восток                   | 54.5      | 31.7        | 13.6     | 0.2           | 122                |
|                          | Запад                    | 29.9      | 66.3        | 3.8      | -             | 1                  |
| Общее количество скважин |                          |           |             |          |               | 123                |
| 2019                     | Восток                   | 77.5      | 17.9        | 4.4      | 0.2           | 106                |
|                          | Запад                    | 84.3      | 15.3        | 0.4      | -             | 6                  |
|                          | Центр                    | 56.7      | 25.1        | 9.8      | 8.4           | 11                 |
|                          | Общее количество скважин |           |             |          |               | 93                 |
| 2020                     | Восток                   | 57.2      | 30.7        | 10.9     | 1.2           | 62                 |
|                          | Центр                    | 70.8      | 23.4        | 5.0      | 0.7           | 19                 |
|                          | Север                    | 75.4      | 23.1        | 13.7     | 0.3           | 12                 |

Как видно из таблицы 9.2.3 наибольшее количество приведенных исследований АКЦ приходится на восточный участок. При этом за период с 2015 по 2018 гг наблюдается постепенное увеличение качество хорошего сцепления от 44% до 55%, и значительное увеличение в 2019 г. до 78%. В 2020г. отмечается снижение качество АКЦ на восточном участке. Из них плохое качество цементирования (плохое + отсутствует более 20%) в продуктивной части – 14 скважин, и по всему стволу – 4 скважин.

#### **Выводы и рекомендации**

Комплекс геофизических исследований выполняемый на месторождении Каражанбас позволяет решать большинство актуальных задач, обозначенных в настоящей работе. За отчетный период проанализирован большой объем данных, который позволил провести анализ по многим аспектам разработки.





Обязательный комплекс исследований открытого ствола в новых скважинах выполняется в полном объеме и соответствует требованиям «Проект на строительство новых скважин...».

Проанализировав материалы ГИС по месторождению Каражанбас в интервале четвертичных и альбских отложений в интервале 0-200м. необходимо отметить отсутствие записи стандартных геофизических методов в открытом стволе, что не позволяет решать актуальные проблемы (уточнение границ горизонтов по стратиграфии, толщин коллекторов) возникающие на сегодняшний день при бурении новых скважин.

В связи с вышеперечисленным рекомендуется в обязательном порядке осуществлять запись стандартного комплекса ГИС по всему разрезу скважины начиная от устья и до продуктивной части разреза во вновь пробуренных скважинах, в соответствии с требованиями регламента «Оптимальный комплекс ГИС в открытом стволе при строительстве скважин в различных геолого-технических условиях» согласованный всеми недропользователями, в котором прописана необходимость выполнения стандартного комплекса ГИС по всему разрезу во всех без исключения скважинах. В таблице 9.2.4 приводятся рекомендуемые комплексы ГИС, их периодичность и назначение.

При вскрытии продуктивных отложений горизонта Ю-III в комплекс ГИС необходимо дополнительно включить методы: «Геолого-технологические исследования (ГТИ)», «Спектральный гамма каротаж (СГК)», «Фотоэлектрический эффект (ФЭ)». При получении положительных результатов по ГТИ, провести исследования «Пластовый микросканнер (аналог приборов FMI/CMI)», «ЯМК», «Широкополосный АК». В процессе опробования при получении притоков пластового флюида выполнить «ГИС-к (аналог PLT) и ГДИС».

По результатам разведочного бурения рассмотреть возможность заложения скважин с отбором керна из отложений горизонта Ю-III с керноприемной трубой, обеспечивающей 100% вынос керна и полным комплексом исследований ГИС, включая специальные методы пункты 5, 6, 7 (таблица 9.2.4).

Рассмотрены материалы ГИС горизонтальной скважины №8000. Необходимо отметить недостаточную эффективность системы контроля и геонавигации. Более подробная информация представлена в отчете [2]. В целом качество предоставленных геофизических данных оценивается как удовлетворительное, однако необходимо отметить, что при записи ГИС в горизонтальных скважинах в наклонной части (в интервале, где угол наклона ствола скважины становится более 30°) методы должны записываться с перекрытием, а особенно методы гамма каротажа (ГК) и индукционного каротажа (ИК).



Своевременные исследования ГИС-к в добывающих и нагнетательных скважинах позволит выделить интервалы нарушения эксплуатационных колонн, наличие заколонных перетоков из фильтра или наоборот, негерметичности зумпфа скважины и многое другое способствуют проведению вовремя ремонтно-изоляционных работ, геолого-технологических мероприятий по улучшению работы скважин, что в дальнейшем предотвратит резкие обводнения и нарушения режима работы скважин и т.д.

При рассмотрении результатов ГИС-к в заключениях некоторых компаний представлена неполная информация, а также приводятся неоднозначные выводы по нарушениям герметичности экс/колонн, и в заключениях по определению текущей нефтенасыщенности (коллектор/неколлектор). Например, в отчете ТОО «М-Техсервис» не описывается подробно методика расчета по определению работающих интервалов, расчет объема закаченного пара и сухости пара. По изученному материалу, можно сделать вывод, что необходимо более подробно описать вышеупомянутые рекомендации и замечания.

Таблица 9.2.4-Виды и периодичность исследований ГИС на месторождении.

| Категория скважин                 | Решаемые задачи.  | Рекомендуемые методы ГИС-к.   | Периодичность исследований.   | Примечание.  |
|-----------------------------------|---|---|---|--|
| 1                                 | 2   | 3   | 4   | 5  |
| <b>ГИС в открытом стволе</b>      |   |   |   |  |
| Все (кроме ГС)                    | Уточнение литологии, положений ВНК, определение параметров выделенных коллекторов   | КС, ПС, КВ, ИК-многозонд., БК, резистивиметрия, ГК, НК(W), ГТК-П, АК,Т, инкл. | Разовые - после бурения перед обсадкой скважины   | ГС (горизонтальные скважины) – по проекту на строительство скважины. |
| <b>ГИС в обсаженных скважинах</b> |   |   |   |  |
| Добывающие скважины               | Определение профиля притока, мощности отдающих пластов, характера отдаваемой жидкости, степени выработки запасов, источников обводнения | Т, МН, ЛМ, СТД, РГД, ВЛ, ПЛ, РИ, ГК.  | Разовые - после достижения стабильного режима работы при вводе в эксплуатацию, последующие - при любых изменениях в работе (дебита, обводненности и пр.) Обязательные - до и после проведения ГТМ, с целью оценки их эффективности. |  |



продолжение таблицы 9.2.4

|                             |   |                                    |  |  |
|-----------------------------|---|------------------------------------|--|--|
| Добывающие скважины         | Оценка текущей нефтенасыщенности, контроль за перемещением ВНК, выявление интервалов обводнения   | ИНГК/ИННК, НК, ГК, С/О, Т, ЛМ, МН. | Разовые исследования (в выборочных скважинах) - при вводе в эксплуатацию. Обязательные - при переводе в контрольный фонд, при переводе на другой объект или перед проведением дострелов.               |  |
| Водонагнетательные скважины | Определение профиля приемистости, пзаконтурных скважин.   | Т, МН, ГК, ЛМ, РГД.                | После достижения стабильного режима работы при вводе в эксплуатацию, последующие при любых изменениях в работе (увел/е прием/ти, снижение Рзак и пр.)  |  |
|                             | Оценка текущей нефтенасыщенности, контроль за перемещением ВНК.   | ИНГК/ИННК, НК, ГК, С/О, Т, ЛМ, МН. | Разовые (фоновые) исследования - при вводе в эксплуатацию отдельных выборочных скважин. Обязательные - при переводе в контрольный фонд, при переводе на другой объект или перед проведением дострелов. |  |
| Паронагнетательные скважины | Определение расхода закачиваемого в скважину пара; Определение Р и Т в скважине; Исследование теплопотерь, расчет сухости в стволе скважины; Определение профиля приемистости пара. | Т, Р, РГД, ЛМ и ГК.                | После достижения стабильного режима работы при вводе в эксплуатацию, последующие при любых изменениях в работе   |  |
| Скважины опорной сети       | Оценка текущей газо-, нефтенасыщенности, контроль за перемещением ГНК, ВНК. Контроль температурного режима.   | ИНГК/ИННК, НК, ГК, С/О, Т, ЛМ, МН. | Систематические – в скважинах в приконтурной зоне - 1 раз в год; в остальных скважинах опорной сети – 1 раз в 1-2 года.  | Одновременно в комплексе с гидродинамическими и геохимическими исследованиями. |
| Все виды скважин            | Изучение технического состояния скважин (выявление негерметичности колонн и цементного камня, выявление затрубной циркуляции)   | ГК, ЛМ, Т, РГД, СТД, АКЦ, ЭМДС     | Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и по мере необходимости (нарушение герметичности колонны, заколонные пере-токи и пр.)  | Специальные исследования - по плану, согласованному с геофизической компанией. |



**Таблица 9.2.5-Виды исследований по приоритетам**

| <b>Приоритет 1</b>   |   |
|--|---|
| Методы (1 & 2) не требуют больших затрат, так как подразумевают замену приборов на более современную модификацию   |   |
| 1. Спектральный гамма каротаж (СГК)  | Данные исследования необходимы для уточнения типа глин, полевых шпатов, а также учета влияния урановой составляющей на общую радиоактивность. Т.к. состав глин по «новой залежи» малоизучен, данный метод позволит по показаниям К, Th и U используя специальные палетки и при наличии качественных данных определить тип слагающих разрез глин.  |
| 2. Фотоэлектрический эффект (ФЭ)   | Использование кривой ФЭ при расчетах петрофизической модели в Quanti_Elan позволит повысить точность и достоверность определения литологии пород, оценки пористости, а в карбонатных пластах количественно определить содержание доломитов и известняка. Запись проводится совместно с ГГК-П за один спуск-подъем. Данные исследования могут быть использованы для уточнения зон трещиноватости, при наличии тяжелых компонентов в буровом растворе таких, как барит. |
| 3. Геолого-технологические исследования (ГТИ)  | Данные исследования необходимы для определения литологии слагающих разрез пород, выявления перспективных нефтенасыщенных пластов  |
| 4. ГИС-к (аналог PLT) определение профиля притока, типа флюида, выделение эффективных трещин, выполнять ГДИС в соответствии с рекомендованными параметрами | Данные исследования необходимы для выделения работающих интервалов, и определения состава поступающего в скважину флюида. Т.к коллектор трещинного типа   |
| <b>Приоритет 2</b>   |   |
| Методы могут потребовать значительных затрат, однако предоставляют качественные данные для расчета ФЭС пород   |   |
| 5. Пластовый микросканнер (аналог приборов FMI/CMI)  | Данные исследования необходимы для определения трещиноватости, раскрытости трещин и ее направленности   |
| 6. ЯМК - определение типов пор, объема связанных и подвижных флюидов (не зависит от литологии)   | Данные исследования необходимы для определения общей и эффективной пористости, объем подвижного флюида, насыщенности, проницаемости   |
| 7. Широкополосный АК - выделение открытых трещин   | Данные исследования необходимы для определения открытой трещиноватости. Подразумевает замену стандартного зонда АК на АКШ   |
| <b>Приоритет 3</b>   |   |
| Методы могут потребовать значительных затрат, однако предоставляет качественные данные для калибровки петрофизической модели новой залежи                  |   |
| 8. Отбор и исследования кернового материала по перспективным участкам «новой залежи», подтвержденным промышленными притоками нефти                         | Данные работы и исследования необходимы для уточнения петрофизической модели и снижения неопределенности при обосновании подсчетных параметров  |
| 9. Литосканнер - определение минерального состава пород  | Данные работы и исследования необходимы для уточнения литологии пород   |

### 9.3 Комплекс гидродинамических исследований

Целями гидродинамических методов по контролю за разработкой на данной стадии эксплуатации месторождения являются:

- получение наиболее полной и необходимой информации о состоянии разработки нефтяных залежей
- оценка и уточнение текущих продуктивных и фильтрационных характеристик пластов;
- оценка состояния прискважинных зон пластов;
- контроль объема добываемой продукции (в добывающих скважинах) и закачиваемого агента (в нагнетательных скважинах);
- оценка эффективности проведения мероприятий по интенсификации добычи;
- контроль за энергетическим состоянием залежи;
- оценка гидродинамической связи между скважинами, объектами эксплуатации, установление наличия нарушений, расчлененности пластов.

Для осуществления намеченных целей необходимо выполнение следующих видов исследований и замеров:

- замеры дебита добывающих скважин, объема закачиваемого агента нагнетательных скважин;
- определение динамических забойных давления и температуры;
- определение статических забойных давления и температуры;
- определение динамических устьевых давления и температуры;
- определение статических устьевых давления и температуры
- исследование изменения давления и температуры по стволу скважины
- исследование установившейся фильтрации: методы установившихся отборов, установившихся режимов закачки;
- исследование восстановления (падения) давления в добывающих (нагнетательных) скважинах;
- исследование взаимодействия скважин (интерференция, гидропрослушивание);
- контроль за учетом закачиваемой воды в пласте.

Для планомерного изучения выработки АО «КБМ» ежегодно утверждается опорная сеть скважин (28% от фонда), по которой намечаются виды физико-химических, гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, а также устанавливается периодичность этих работ. Основными критериями выбора скважин для опорной сети являются:



- возможность проведения исследований в скважинах, определяемая способом эксплуатации, оборудованием устья скважин и т.д.;
- характер добываемой продукции (доля воды в объеме добываемой продукции);
- расположение скважин по площади.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, а также в скважинах, где предусмотрены мероприятия по оптимизации добычи, повышению эффективности выработки запасов (капитальные ремонты по изоляции водопритоков, КРС при переводе скважины из одной категории в другую, повторная перфорация и т.д.) с целью оценки эффективности этих работ. К разовым могут быть также отнесены: специальный комплекс физико-химических исследований и специальные лабораторные и промысловые работы по выбору эффективных ингибиторов, подбору рецептур растворов и т.д. (таблица 9.3.1).



Таблица 9.3.1- Комплекс рекомендуемых исследовательских работ

| №<br>п/п                     | Виды работ   | Основные задачи   | Периодичность  |
|------------------------------|--|---|--|
| 1                            | 2  | 3   | 4  |
| <b>I. Фонтанные скважины</b> |  |   |  |
| 1                            | Замер динамических забойных давлений и температуры | Определение оптимального режима работы  | <ul style="list-style-type: none"> <li>В скважинах опорной сети - 1 раз в квартал</li> <li>В новых пробуренных скважинах - замеры в процессе исследования МУО при вводе скважины в эксплуатацию</li> </ul>   |
|                              | Замер статических забойных давлений и температуры  | Контроль за термобарическим состоянием залежи   | <p>В скважинах опорной сети - 1 раз в полгода</p> <p>Во время продолжительных остановок скважин (по технологическим причинам, КРС и др.)</p>   |
| 2                            | Отбор глубинных проб                               | Определение свойств пластовой нефти, контроль за их изменением в процессе разработки  | <p>В скважинах опорной сети - 1 раз в год</p> <p>В новых пробуренных скважинах - разовое исследование при вводе скважины в эксплуатацию</p>  |
| 3                            | Исследование методом восстановления давления (КВД) | <p>Оценка фильтрационных свойств пласта в районе скважины,</p> <p>Оценка состояния прискважинной зоны пласта,</p> <p>Определение пластового давления,</p> <p>Определение геометрии пласта, характера притока, наличия неоднородностей, нарушений и т.д.</p> <p>Оценка технологического эффекта от мероприятия</p> | <p>Следует проводить в комплексе с исследованием установившейся фильтрации (МУО):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>В скважинах опорной сети – 1 раз в год</li> <li>В новых пробуренных скважинах и скважинах, возвращаемых с других горизонтов - разовое исследование при вводе в эксплуатацию</li> <li>После КРС, связанных с переводом скважин из одной категории в другую</li> <li>Уплотняющие скважины на востоке 3 объекта с низким дебитом жидкости относительно соседних скважин в ячейке (для оценки состояния ПЗП, скин-фактора)</li> </ul> |
| 4                            | Исследование методом установившихся отборов (МУО)  | <p>Оценка продуктивных возможностей скважин, изменение продуктивности в процессе эксплуатации</p> <p>Выбор оптимального режима эксплуатации скважины</p> <p>Оценка технологического эффекта от мероприятия</p>  | <p>Следует проводить в комплексе с исследованием неустановившейся фильтрации (КВД):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>В скважинах опорной сети – 1 раз в год</li> <li>В новых пробуренных скважинах и скважинах, возвращаемых с других горизонтов - разовое исследование при вводе в эксплуатацию</li> <li>После КРС, связанных с переводом скважин из одной категории в другую</li> </ul>  |

Продолжение таблицы 9.3.1

| 1                                    | 2  | 3   | 4  |
|--------------------------------------|--|---|--|
| <b>II. Глубиннонасосные скважины</b> |  |   |  |
| 1                                    | Замер статических забойных давлений и температуры                | Контроль за термобарическим состоянием залежи   | При продолжительных остановках скважин по технологическим причинам, на КРС и др - разовый замер в период остановки   |
| 2                                    | Определение статического уровня                                  | Определение Рпл (расчетным путем)   | В скважинах опорной сети - 1 раз в квартал   |
| 3                                    | Определение динамического уровня                                 | Определение Рзаб (расчетным путем)  | В скважинах опорной сети - не реже 1 раза в квартал  |
| 4                                    | Снятие динамограмм   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Определение Рзаб (расчетным путем),</li> <li>контроль работы насосного оборудования</li> </ul>   | По всему механизированному фонду - 1 раз в месяц.  |
| 5                                    | Исследование методом взаимодействия скважин (гидропрослушивание) | <p>Для установления наличия или отсутствия гидродинамической связи между вводимыми в эксплуатацию нагнетательными скважинами и реагирующими нефтяными скважинами</p> <p>Определение пластовых параметров в районе между исследуемыми скважинами</p>   | По мере необходимости  |
| 6                                    | Исследование методом установившихся отборов (МУО)                | <p>Расчет через Ндин забойного давления на различных режимах работы скважины</p> <p>Оценка продуктивности пласта в скважине</p> <p>Определение технологического эффекта от мероприятий по интенсификации добычи, воздействию на ПЗС</p> <p>Выбор оптимального режима эксплуатации скважины</p>  | <p>Следует проводить в комплексе с исследованием восстановления уровня (КВУ)</p> <p>В новых пробуренных скважинах и скважинах, возвращаемых с других горизонтов – разовые исследования при вводе в эксплуатацию,</p> <p>В скважинах опорной сети - 1 раз в год,</p> <p>В скважинах, где намечены мероприятия по интенсификации добычи - исследования до и после проведения мероприятия</p> |
| 7                                    | Исследование методом восстановления уровня (КВУ)                 | <p>Оценка фильтрационных характеристик пласта в начальный период эксплуатации скважины</p> <p>Оценка текущих пластовых параметров в скважине в процессе эксплуатации</p> <p>Оценка состояния ПЗС</p> <p>Определение пластового давления</p> <p>Определение технологического эффекта от мероприятий по интенсификации добычи, воздействию на ПЗС</p> | <p>Следует проводить в комплексе с исследованием установившихся уровней (МУУ)</p> <p>В новых пробуренных скважинах и скважинах, возвращаемых с других горизонтов – разовые исследования при вводе в эксплуатацию,</p> <p>В скважинах опорной сети - 1 раз в год,</p> <p>В скважинах, где намечены мероприятия по интенсификации добычи - до и после проведения мероприятия</p>             |
| 8                                    | Отбор глубинных проб   | Определение свойств пластовой нефти, Контроль за их изменением в процессе разработки  | По специальному графику  |
| 9                                    | Отбор устьевых проб  | Уточнения текущих свойств дегазированной нефти  | 1 раз в год  |



Продолжение таблицы 9.3.1

| 1  | 2  | 3  | 4   |
|--|--|--|---|
| <b>III. Нагнетательные скважины</b>            |  |  |   |
| 1  | Определение статического забойного давления расчетным путем по статическому устьевому давлению | Контроль за энергетическим состоянием залежи в зонах закачки   | При остановках скважин - 1 раз в год  |
| 2  | Замер динамического устьевого давления   | Контроль за эксплуатационным режимом   | По всему нагнетательному фонду – ежемесячно   |
| 3  | Замер КВЧ и солевого состава закачиваемой воды   | Для определения качества закачиваемой воды   | Ежедневно с каждого КНС   |
| 4  | Исследование методом установившихся отборов (закачек)  | Оценка приемистости<br>Выбор оптимального режима закачки   | Следует проводить в комплексе с исследованием неустановившейся фильтрации (КПД): <ul style="list-style-type: none"> <li>В новых пробуренных скважинах - разовые исследования при вводе в эксплуатацию,</li> <li>В действующих скважинах - 1 раз в год,</li> <li>В скважинах, где намечены мероприятия по оптимизации закачки - до и после проведения мероприятий</li> <li>В скважинах переведенных из добывающего фонда – исследование при вводе под закачку</li> </ul> |
| 5  | Исследование методом неустановившейся фильтрации с регистрацией кривой падения давления (КПД)  | Оценка фильтрационных характеристик пласта<br>Выбор оптимального режима закачки<br>Оценка эффективности мероприятий по оптимизации закачки | Следует проводить в комплексе с исследованием установившейся фильтрации: <ul style="list-style-type: none"> <li>В новых пробуренных скважинах - разовые исследования при вводе под нагнетание,</li> <li>В действующих скважинах - 1 раз в год,</li> <li>В скважинах, где намечены мероприятия по оптимизации закачки - до и после проведения мероприятий</li> <li>В скважинах переведенных из добывающего фонда – при вводе под закачку</li> </ul>                      |
| 6  | Исследование методом УКВД  | Оценка пластовых характеристик   | В действующих скважинах - 1 раз в год   |
| 7  | Замер расхода пара, воды в паронагнетательных и водонагнетательных скважинах                   | Контроль за эксплуатационным режимом   | 1 раз в неделю  |
| <b>IV. Законтурные нагнетательные скважины</b> |  |  |   |
| 1  | Замер пластового давления  | Контроль за энергетическим состоянием залежи   | 1 раз в квартал   |
| 2  | Определение Ндин, Рзаб.  | Контроль за энергетическим состоянием залежи   | 1 раз в месяц   |

Продолжение таблицы 9.3.1

| 1                                  | 2  | 3  | 4  |
|------------------------------------|--|--|--|
| <b>V. Другие виды исследований</b> |  |  |  |
| 1                                  | Исследование устьевых проб                               | Определение свойств дегазированной нефти (определение парафинов, смол и асфальтенов и др.) | Ежемесячно весь действующий фонд   |
| 2                                  | Контрольные пробы (определение обводнен. продукции скв.) | Контроль за обводненностью   | 4 раза в месяц   |
| 3                                  | Определение свойств и состава газа                       | Контроль за изменением состава газа в процессе разработки                                  | Ежеквартальные исследования по ГУ.   |
| 4                                  | Химический анализ проб попутной воды                     | Для изучения состава и характеристики воды   | По мере необходимости  |
| 5                                  | Определение газового фактора                             | Для регулирования параметров разработки  | Разовые исследования во всех вновь пробуренных по переходящим скважинам:<br>при $R_{пл} > R_{нас}$ 1 раз в год<br>при $R_{пл} < R_{нас}$ ежеквартально |

### **Определение динамических забойных давления и температуры**

В зависимости от конструкции скважины, способа эксплуатации, технического состояния установленного оборудования забойное давление должно определяться:

- по данным прямого измерения глубинными манометрами непосредственно на забое скважины. Прямые измерения могут быть проведены в фонтанных, газлифтных, нагнетательных скважинах, а также в скважинах механизированного фонда, оборудованных для спуска глубинных приборов через затрубное пространство;
- по данным измерений динамических уровней жидкости или прямых измерений глубинными манометрами в точках, отстоящих на значительном расстоянии от забоя скважин, в которых по техническим причинам невозможен спуск прибора на забой;
- по данным измерений динамического давления на устье нагнетательных и добывающих скважин, работающих в определенных условиях.

Прямые замеры забойного давления в фонтанных, газлифтных и нагнетательных скважинах проводятся стандартными глубинными манометрами или комплексными приборами, имеющими датчики давления. В скважинах механизированного фонда, оборудованных для спуска приборов через затрубное пространство, для измерения забойного давления используются малогабаритные глубинные манометры.

Для проведения измерений прибор опускается на глубину середины интервала перфорации, а если это по техническим причинам невозможно, то на максимально возможную глубину, и замеряют при установившемся режиме эксплуатации скважины.

В скважинах механизированного фонда, где нет возможности прямого замера давления глубинными манометрами, забойное давление может быть определено по данным замеров динамических уровней в межтрубном пространстве.

Динамические уровни в скважинах отбивают с помощью эхолотов, уровнемеров или по данным геофизических исследований.

Забойное давление можно определить через устьевое только для нагнетательных скважин. При этом к нагнетательным скважинам предъявляется ряд требований, таких как: герметичность устьевого оборудования и НКТ, однородность жидкости, заполняющей НКТ и затрубное пространство, работа скважины по одному из каналов и пр.

### **Определение статических пластовых давления и температуры**

Замеры пластового давления могут совмещаться с замерами забойного давления.

Пластовое давление может быть определено путем:

**Commented [ТВ1]:** Речь идет о забойном или пластовом давлении?



- прямого измерения в период остановки скважины глубинными манометрами или датчиками давлений комплексных приборов, спущенными до середины интервала перфорации;
- пересчета через статический уровень, устьевое давление или давление, замеренное в какой-либо точке ствола скважины;
- исследования скважины методом восстановления давления.

Время восстановления (падения – в нагнетательных скважинах) давления до пластового определяется значением пьезопроводности пласта в районе скважины. Оно устанавливается для каждой скважины опытным путем (не менее 3 суток).

Информацию о пластовых и забойных давлениях в фонтанных скважинах на месторождении получают путем прямых измерений, прямые замеры пластового давления в скважинах, оборудованных ШГН, осуществляются только при остановках на ПРС.

Если прямые замеры пластового давления на забое технически невозможны, то статическое давление можно найти путем пересчета через статический уровень или статическое устьевое давление.

Кроме того, необходимо проведение исследований по решению задачи определения оптимального давления нагнетания в нагнетательных скважинах с целью увеличения коэффициента охвата.

Поскольку на месторождении Каражанбас добыча ведется в основном глубиннонасосным способом, при котором отсутствуют технические возможности прямых измерений пластовых и забойных давлений, эти параметры в добывающих скважинах определяются расчетным методом, используя замеры динамического и статического уровней путем динамометрирования и эхометрирования. Снятие динамограмм является важнейшим источником информации о работе штангового насоса, колонны штанг.

***Исследование установившейся фильтрации: метод установившихся отборов (МУО) – в фонтанных скважинах, метод установившихся уровней (МУУ) – в скважинах с ШГН***

На месторождении проводятся следующие виды гидродинамических исследований: МУО, КВД (МВУ), применение которых дает реальное представление о состоянии призабойной зоны пласта и в дальнейшем способствует выбору геолого-технологических мероприятий (ГТМ) при необходимости.

В соответствии с рекомендациями «Руководства по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля



разработки нефтяных месторождений» (РД 39-4г-699-82) исследования МУО должны проводиться:

- во всех новых скважинах и скважинах, возвращаемых с других горизонтов при вводе в эксплуатацию для оценки продуктивных и фильтрационных характеристик пластов в районе скважин;
- после проведения КРС (в том числе связанного с переводом скважины в добычу или под нагнетание);
- до и по окончании мероприятий по интенсификации добычи с целью оценки эффективности данных работ;
- по опорным действующим добывающим и нагнетательным скважинам с целью контроля за текущими продуктивными характеристиками пластов с периодичностью проведения – не реже 1 раза в год.

***Исследование при неустановившейся фильтрации: метод восстановления давления (КВД), метод восстановления уровня (КВУ), метод падения давления (КПД)***

Исследования проводятся в соответствии “Руководством по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений” (РД 39-4г-699-82) и служат для оценки фильтрационных свойств пластов, определения степени загрязненности прискважинной зоны, для оценки технологического эффекта от мероприятий. Данные исследования в добывающих и нагнетательных скважинах необходимо проводить в комплексе с исследованиями установившейся фильтрации, что обеспечит получение наиболее полного объема информации, используемой при интерпретации.

При исследовании нагнетательных скважин для регистрации кривых восстановления давления необходимо использовать глубинные манометры.

***Исследование взаимодействия скважин (гидропрослушивание, интерференция)***

Исследование интерференции и гидропрослушивание обычно рассматриваются в сложных ситуациях, когда результатов исследований МУО, КВД недостаточно для понимания процессов, происходящих в пласте, а также оценки пластовых характеристик.

Необходимо выбрать скважины для проведения исследований методом гидропрослушивания для решения таких задач, как выявление или подтверждение нарушений и их проводимости.

Ниже представлен план рекомендуемых мероприятий по контролю за процессом разработки (таблица 9.3.2).



Таблица 9.3.2- План рекомендуемых мероприятий по контролю за процессом разработки

| Виды исследовательских работ   |                | Цели, категории скважин  | Годы  |      |      |      |      |
|--|----------------|--|---|------|------|------|------|
|  |                |  | 2021  | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
| Гидродинамические исследования   | КВД/КВУ        | Скважины, где намечены дострелы/приобщения, перестрелы   | 50% скважин с ПВР   |      |      |      |      |
|  |                | С целью оценки изменения состояния призабойной зоны пласта и продуктивных характеристик скважины до и после проведения ГТМ.  |   |      |      |      |      |
|  |                | Скважины, где планируется переход на вышележащий объект  |   |      |      |      |      |
|  | КВД/КВУ, КПД   | Добывающие скважины, предусмотренные к выводу из бездействия   | 100% скважин выведенных из б/д  |      |      |      |      |
|  |                | Скважины с проведенным ранее ГДИС, работающие в условиях Рпл, Рзаб ниже Рнас. (для оценки изменения параметров)  | По факту обнаружения  |      |      |      |      |
|  | МУО, КВУ (КВД) | Новые скважины, согласованные к бурению в 2021 году  | 100% новых скважин  |      |      |      |      |
| Глубинный замер пластового давления и температуры (в фонтанных скв. или в скв. пребывающих в б/д и в нагн.скв) |                | Цель: контроль Рпл, Тпл. Условия провед.: регистрация глубинным манометром   | 2 раза в год в скв ОС и при ОКРС и ОПРС и скважины в зонах мониторинга северного и западного участков и восток 3 объекта зоны уплотнения. |      |      |      |      |
| Отбивки статического уровня, ед  |                | Цель: определение Рпл (расчетным путем), периодичность: по всему действующему фонду 1 раз в пол года, усл. проведения: регистрация восстановления уровня эхолотом  | 2 раза в год в скв ОС и при ОКРС и ОПРС   |      |      |      |      |
| Отбивки динамического уровня, ед   |                | Цель: определение Рзаб (расчетным путем), периодичность: по всему действующему фонду 1 раз в месяц, условия проведения: регистрация восстановления уровня эхолотом | по всему действующему фонду 1 раз в месяц   |      |      |      |      |



## 10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Для разработки раздела охраны недр и окружающей среды использовались данные, полученные в результате предварительной оценки воздействия проектируемых работ на окружающую среду.

В данном разделе результаты предварительной оценки воздействия на окружающую среду (далее – ПредОВОС) представлены кратко. Более полные сведения (по оценке воздействия на ОС, по расчетам выбросов от источников загрязнения, образования отходов, водопотребления и водоотведения, информация по всем приложениям, по расчетам платежей и т.д.) содержатся в проекте ПредОВОС к «Проекту разработки месторождения Каражанбас».

### 10.1 Результаты предварительной комплексной оценки воздействия на окружающую среду проектируемых работ в штатной ситуации

В ходе проведения предварительной оценки воздействия в проекте ПредОВОС были проанализированы все возможные (прямые, кумулятивные и трансграничные) воздействия на окружающую среду, с учетом площади, времени и интенсивности воздействия.

По результатам оценки выявлено, что:

- при реализации проектных решений факторы положительного воздействия на социально-экономическую сферу превысят отрицательные, а с учетом реализации мероприятий по снижению отрицательных и усилению положительных воздействий общее возможное воздействие проекта на социально-экономическую сферу будет положительным воздействием слабого уровня;
- ожидаемые воздействия на компоненты природной среды в штатном режиме не будут выходить за пределы низкого - среднего уровня негативных последствий (с учетом обязательного применения современных технологий при проведении работ).

Таким образом, анализ покомпонентного и интегрального воздействия на окружающую среду позволяет сделать вывод о том, что реализация проекта разработки месторождения Каражанбас, при условии соблюдения проектных технических решений (штатная ситуация), не окажет значимого негативного воздействия на окружающую среду.

Учитывая результаты предварительной оценки воздействия были разработаны мероприятия по охране окружающей среды.

### 10.2 Мероприятия по охране окружающей среды

При проведении работ по разработке месторождения предусматриваются производственно-технологические и организационные мероприятия по охране окружающей среды.

К производственно-технологическим мероприятиям относятся:



- применение передовых технологий в процессах бурения и испытания скважин, комплекса ГИС;
- внедрение передовых технологий по сбору и утилизации отходов;
- предотвращение аварийных ситуаций.

К организационным мероприятиям относятся:

- обеспечение промышленной и экологической безопасности, предупреждение и ликвидация последствий чрезвычайных ситуаций при проведении работ;
- разработка и внедрение программы экологической безопасности, включающей в себя основные блоки: охрана атмосферного воздуха, подземных вод, почв, предотвращение и ликвидация аварий, экологический менеджмент, производственный экологический контроль.

#### ***10.2.1. Основные мероприятия при разработке месторождения в штатной ситуации***

Основными мероприятиями по охране окружающей среды в процессе проведения проектируемых работ являются:

##### Мониторинг

- проведение экологического мониторинга при проведении нефтяных операций, который включает в себя наблюдение за всеми параметрами окружающей среды, животного мира и биологических ресурсов.

##### Охрана атмосферного воздуха

- применение технологических установок, оборудования и механизмов с повышенной эксплуатационной надежностью технологических процессов, исключающих создание аварийных ситуаций;
- контроль и автоматизация процесса приема горюче-смазочных материалов (далее – ГСМ) в емкости;
- строгое соблюдение технологического регламента работы и контроль токсичности отработанных газов стационарных дизельных установок;
- своевременное техническое обслуживание двигателей стационарных дизельных установок;
- эксплуатация оборудования в соответствии со стандартами производителей;
- выбор оборудования с наиболее экологичными установками (с наименьшим удельным выбросом, наличием очистного оборудования и т.д.);
- отказ от использования БРМО (буровой раствор на маслянной основе) при производстве работ по строительству скважин.





Охрана водных ресурсов

- проведение буровых работ в соответствии с лучшей международной практикой с использованием современного оборудования и технологий;
- рациональное использование расхода воды на приготовление буровых растворов;
- регламентирование применения реагентов, способных к фазовым переходам, испарению и т.п., в технологических жидкостях;
- оптимизация режима водопотребления (сокращение удельного водопотребления);
- сбор буровых сточных вод в специальные емкости;
- исключение смешивания хозяйственно-бытовых и производственных стоков;
- герметичный сбор и транспортировка хозяйственно-бытовых и производственных сточных вод для очистки;
- строгий учет и хранение вредных и опасных химических веществ в специально оборудованных контейнерах на складах;
- хранение ГСМ в закрытых специальных емкостях и предусмотренных для этих целей местах;
- приобретение спецсредств для ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов;
- оснащение буровых площадок специальными емкостями для сбора и последующей утилизации опасных жидкостей и материалов.

Сбор и утилизация отходов производства и потребления

- своевременный вывоз всех видов отходов и их утилизация на специально оборудованные полигоны;
- контроль не смешивания опасных отходов, физическое разделение несовместимых отходов, изолированное хранение отходов высокой степени опасности;
- селективный сбор твердых отходов;
- хранение отходов в специально отведенных контейнерах, подходящих для хранения конкретного вида отходов;
- учет перевозимых отходов;
- транспортировка отходов с использованием транспортных средств, специально оборудованных для данной цели;
- перевозка жидких и твердых отходов в специальных герметичных контейнерах, исключающих загрязнение окружающей среды во время их транспортировки или в случае аварии транспортных средств;
- разработка паспортов опасных отходов и заключение контрактов со специализированным предприятием на утилизацию отходов производства и потребления;



- приобретение материалов в бестарном виде или в возвратной таре для минимизации объемов образования отходов;
- проведение периодического аудита системы управления отходами.

Охрана биологической среды

- инструктаж персонала и строгий контроль соблюдения запрета на любые формы охоты и отлова животных и птиц;
- сведение к минимуму длительности работ, сопровождающихся повышенным уровнем шума и вибрации;

Охрана недр

- обоснование конструкции скважины;
- обоснование программы цементирования обсадных колонн по интервалам, включая цементацию хвостовика;
- обеспечение надежности и безопасности конструкции скважины за счет прочности и герметичности обсадных колонн для изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- надежная изоляция всех нефтегазоводопроявляющих (поглощающих) интервалов и герметизация заколонного пространства для предотвращения неконтролируемых заколонных перетоков и создания хорошей связи скважины и пласта через перфорационные отверстия;
- использование комплекса глубинных исследований скважины для получения необходимого объема информации о геолого-физических свойствах объекта, наличии подземных утечек или межпластовых перетоков;
- применение для бурения скважин по всему интервалу бурового раствора с плотностью согласно геолого-технического наряда (ГТН), предотвращающий поглощение бурового раствора;
- использование нетоксичных химических реагентов для обработки бурового раствора;
- установка цементных мостов при ликвидации скважины, с целью надежной изоляции скважинного пространства от вмещающих пород.

**10.2.2. Основные мероприятия по предотвращению, ликвидации и снижению воздействий на окружающую среду в аварийных ситуациях при разработке месторождения**

В ходе проведения предварительной оценки воздействия в проекте ПредОВОС были проанализированы основные аварийные ситуации, которые потенциально могут возникнуть при проведении планируемых работ и дана оценка риска. В проекте разработан комплекс мероприятий по предотвращению, ликвидации и снижению воздействий на



окружающую среду:

- контроль тщательного соблюдения принятых проектных решений;
- неукоснительное соблюдение отраслевых правил безопасного и безаварийного ведения работ;
- проведение ежедневного контроля состояния бурового оборудования;
- хранение нефтепродуктов в маркированных емкостях, снабженных индикаторами уровня;

- своевременное обеспечение прогнозом метеорологической ситуации;

Меры безопасности, предусматривающие соблюдение противоаварийных норм и правил:

- использование при производстве работ только сертифицированной техники, оборудования, химикатов;
- использование квалифицированного персонала, обученного правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил при выполнении работ;
- обеспечение герметичности емкостей и технологического оборудования;
- регулярные технические осмотры оборудования, замена неисправного оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляция горячих поверхностей;
- обеспечение беспрепятственного доступа аварийных служб к любому участку производства.

#### **10.2.3. Аварийная готовность и планирование действий при аварийных ситуациях**

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О гражданской защите» (статья 16, пункт 2 п/п 11 и п.3 п/п 24), необходимо наличие следующих документов, которые должны быть разработаны до начала работ и доведены до сведения всего персонала:

- План ликвидации чрезвычайных ситуаций (ПЛЧС);
- План безопасного ведения работ (ПБВР).

Готовность персонала и технических средств к аварии повышает безопасность работ и сокращает сроки их проведения, уменьшает риск возникновения аварий, снижает ущерб окружающей среде при наступлении события.

Рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций включают в себя следующие мероприятия:

- строгое выполнение проектных решений при проведении работ на всех этапах;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге;



- наличие спасательного и защитного оборудования;
- обученный персонал на предмет выполнения необходимых действий в случае аварийных ситуаций;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей;
- строгое следование Плану управления отходами, в том числе использование контейнеров для сбора отработанных масел;
- контроль и строгое соблюдение правил техники безопасности при заправке, хранении, транспортировке горюче-смазочных материалов;
- своевременное проведение профилактического осмотра и ремонта оборудования и питающих линий;
- обеспечение постоянного контроля на складах ГСМ.

Для минимизации последствий аварий для окружающей среды предусмотрены пассивные и активные мероприятия по предупреждению и ликвидации аварий.

К пассивным мероприятиям реагирования на чрезвычайные ситуации относятся:

- исследования природно-экологических условий района проведения работ;
- моделирование сценариев возможных аварийных ситуаций;
- изучение методов борьбы с аварийными ситуациями, техники и технологий, применяемых в конкретных условиях;
- создание структур реагирования на чрезвычайные ситуации;
- оснащение и обеспечение сил и средств для борьбы с авариями, поддержание их в постоянной готовности к действиям.

Активными мероприятиями являются:

- проведение штабных и полевых учений и тренировок;
- мобилизация и развертывание сил и средств для ликвидации аварийных ситуаций и их последствий;
- сбор, транспортировка и переработка нефтяных загрязнений.

### **10.3 Производственный экологический мониторинг**

Для своевременного реагирования на любые изменения окружающей среды проектом предусмотрен комплексный экологический контроль.

Производственный экологический контроль проводится на основе Программы производственного экологического мониторинга.

Программа экологического мониторинга состоит из трех разделов: мониторинг состояния окружающей среды, мониторинг источников воздействия и мониторинг при



чрезвычайных ситуациях.

Программа производственного мониторинга окружающей среды включает:

- мониторинг атмосферного воздуха;
- мониторинг водных ресурсов;
- мониторинг почвенного покрова;
- мониторинг отходов производства и потребления;
- мониторинг животного и растительного мира.

Мониторинг при чрезвычайных ситуациях начинается немедленно после чрезвычайного происшествия.

Рекомендуемая программа проведения производственного мониторинга при проектируемых работах приведена в проекте ПредОВОС.

#### **10.4 Компенсационные мероприятия**

Природопользователи обязаны не только осуществлять мероприятия, направленные на улучшение качества окружающей среды, но также своевременно уплачивать установленные налоговым законодательством Республики Казахстан платежи за эмиссии в окружающую среду.

Осуществление восстановительных (компенсационных) мероприятий АО «Каражанбасмунай» будет проводить в строгом соответствии с действующим природоохранным законодательством РК.



### 11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На текущий момент выполнен Пересчет запасов нефти, растворенного газа, газа газовой шапки и попутных компонентов месторождения Каражанбас [1] и выполняются разведочные работы, предусмотренные в работах [7, 15].

Объектами доразведки являются участки с категориями  $C_2$  установленные в подсчете запасов по состоянию изученности на 02.01.2020 года (Протокол ГКЗ 2285-21-У, п.3.4) от 30.03.2021 г., как требующие доразведки.

Запасы категории  $C_2$  составляют порядка 1% от запасов нефти, подсчитанных в целом по месторождению. Ниже приводится таблица по залежам с запасами нефти категории  $C_2$  посчитанными в ПЗ 2021 г. [1], по которым необходимо доизучение.

Таблица 11.1.1-Запасы нефти категории  $C_2$  по состоянию на 02.01.2020 г.

| Горизонт, залежь                                   | Блок | Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup> | Геологические запасы нефти, тыс. т | Извлекаемые запасы нефти, тыс. т |
|--|------|---|------------------------------------|----------------------------------|
| Б  | Ia   | 2733                                      | 1555                               | 224                              |
| Ю-III  | Ie   | 4488                                      | 1472                               | 112                              |
| <b>Всего запасов по категории <math>C_2</math></b> |      |   | <b>3027</b>                        | <b>336</b>                       |

Участок залежи Б с запасами нефти оцененной по категории  $C_2$  расположен на западной периклинали месторождения, в водоохраной зоне Каспийского моря (рис.11.1.1). На рассматриваемом участке за период 1974-1976 гг. пробурено 13 скважин, 10 из которых были опробованы (табл.11.1.2) и в дальнейшем все скважины ликвидированы. 4 скважины (№113, 154, 204, К-59) были ликвидированы в 1975-1976гг по геологическим причинам и 9 скважин (№115, 121, 127, 132, 159, 1000, 1001, 1002 и 1003) ликвидированы в 1989-1991гг в связи с подтоплением нагонными водами и отсутствием необходимой наземной инфраструктуры из-за значительного удаления от обустроенной части месторождения.

В отчете по Подсчету запасов 2008 г. [5] в прибрежной части Западного участка по горизонтам А1 и Б были оценены геологические/извлекаемые запасы нефти по категории  $C_2$  в объеме 4764/572 тыс. тонн, соответственно.

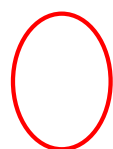
В рамках выполнения ПЗ 2021 года, в фондах АО «КБМ» были найдены исторические данные по данным опробования скважин, расположенных в районе запасов  $C_2$ , не учтенные в предыдущей работе.

По результатам опробования 1 объекта разработки во всех опробованных скважинах были получены притоки нефти дебитом от 0,04м<sup>3</sup>/сут в скважине 132 - пласт А1 и до 48 м<sup>3</sup>/сут в скважине 127 - пласт Б.

Данный факт послужил основой для перевода запасов нефти из категории  $C_2$  в категорию  $C_1$  по пласту Б в районе скважин 100, 1001, 1002, расположенных в блоке Ia (рис.11.1.1).



Рисунок 11.1.1-Структурная карта по кровле коллектора продуктивного пласта Б м.Каражанбас.



*Район водоохраной территории  
Каспийского моря м.Каражанбас*

Таблица 11.1.2– Результаты опробования разведочных скважин пробуренных на западной периклинали в водоохраной зоне Каспийского моря м.Каражанбас

| № скв. | Дата<br>(начало и конец освоения) | Блок | Альтитуда ротора, м | Горизонт | Интервал опробования и испытания |       |             |         | Иск усст вен. забой скв., | Способ вскрытия горизонта | Диам. штуце-ра, | Давление, Мпа |          |           | Дебит м³/сут. |       |       |            | t Пластовая |
|--------|-----------------------------------|------|---------------------|----------|----------------------------------|-------|-------------|---------|---------------------------|---------------------------|-----------------|---------------|----------|-----------|---------------|-------|-------|------------|-------------|
|        |                                   |      |                     |          | глубина, м                       |       | абс.отм., м |         |                           |                           |                 | Пластово е    | забойное | депрессия | газа          | нефти | воды  | жид-кост и |             |
|        |                                   |      |                     |          | к р о                            | п о д | к р о в     | п о д о |                           |                           |                 |               |          |           |               |       |       |            |             |
| 1      | 2                                 | 3    | 4                   | 5        | 6                                | 7     | 8           | 9       | 10                        | 11                        | 12              | 13            | 14       | 15        | 16            | 17    | 18    | 19         | 20          |
| 113    | 09.01-12.01.75г.                  | I    | -23.6               | Г        | 408.0                            | 414.0 | -431.6      | -437.6  | 425.0                     | ПК-103                    | 26              | 4.5           |          |           |               |       | 154.8 |            | 27          |
|        |                                   |      |                     |          |                                  |       |             |         |                           | 60отв.                    |                 |               |          |           |               |       |       | 14.4       |             |
| 113    | 16.01-22.01.75г.                  | I    | -23.6               | В        | 388.0                            | 393.0 | -411.6      | -416.6  | 405.0                     | ПК-103                    | -               | 4.7           |          |           |               |       | 31    |            | 28          |
|        |                                   |      |                     |          |                                  |       |             |         |                           | 100 отв.                  | 26              |               |          |           |               |       | 44    |            |             |
| 113    | 03.02-28.02.75г.                  | I    | -23.6               | Б        | 381.0                            | 385.0 | -404.6      | -408.6  | 387.0                     | ПК-103                    |                 | 4.6           |          |           |               | 0.4   |       |            | 28          |
|        |                                   |      |                     |          |                                  |       |             |         |                           | 80 отв.                   |                 |               |          |           |               |       |       |            |             |
| 113    | 18.12-23.12.75г.                  | I    | -23.6               | Ю-Icp    | 465.0                            | 480.0 | -488.6      | -503.6  | 510.0                     | ПК-103                    | -               | 5.5           |          |           |               |       | 252   |            | 28          |
|        |                                   |      |                     |          |                                  |       |             |         |                           | 150 отв.                  | 26              |               |          |           |               |       | 105   |            |             |
| 115    | 08.04-28.04.75г.                  | I    | -24.1               | Б        | 350.0                            | 390.0 | -374.1      | -414.1  | 390.0                     | открыт.                   | 26              | 3.9           | 2.4      | 1.5       |               | 17.3  |       |            | 28          |
|        |                                   |      |                     |          |                                  |       |             |         |                           | забой                     |                 |               |          |           |               |       |       |            |             |
| 121    | 21.06-01.07.75г.                  | I    | -23.0               | Г        | 400.0                            | 405.0 | -423.0      | -428.0  | 434.0                     | ПК-103                    | 26              | 4.7           |          |           |               |       | 360.0 |            | 33          |
|        |                                   |      |                     |          |                                  |       |             |         |                           | 50 отв.                   |                 |               |          |           |               |       |       |            |             |
| 121    | 24.07-04.08.75г.                  | I    | -23.0               | В        | 379.0                            | 382.0 | -402.0      | -405.0  | 390.0                     | ПКС-80                    |                 |               |          |           |               | 0.2   |       |            |             |
|        |                                   |      |                     |          |                                  |       |             |         |                           | 40 отв.                   |                 |               |          |           |               |       |       |            |             |
| 121    | 05.08-04.10.75г.                  | I    | -23.0               | В        | 379.0                            | 382.0 | -402.0      | -405.0  | 390.0                     | 80 отв.                   |                 | 4.4           |          |           |               | 7.3   |       |            | 29          |
|        |                                   |      |                     |          | Дострел                          |       |             |         |                           |                           |                 |               |          |           |               |       |       |            |             |
|        |                                   |      |                     | А1       | 353.0                            | 357.0 | -376.0      | -380.   | 356.0                     | ПК-103                    |                 |               |          |           |               |       |       |            |             |
|        |                                   |      |                     |          |                                  |       |             |         |                           |                           |                 |               |          |           |               |       |       |            |             |
| 127    | 15.02-25.02.75г.                  | I    | -24.6               | Ю-Icp    | 459.0                            | 463.0 | -483.6      | -487.6  | 507.0                     | ПК-103                    | 26              | 5.6           |          |           |               |       | 340.0 |            | 31          |
|        |                                   |      |                     |          |                                  |       |             |         |                           | 80 отв.                   |                 |               |          |           |               |       |       |            |             |
| 127    | 04.03-10.03.75г.                  | I    | -24.6               | Г        | 404.0                            | 410.0 | -428.6      | -434.6  | 434.0                     | ПК-103                    | -               | 5.1           |          |           |               |       | 261.0 |            | 29          |
|        |                                   |      |                     |          |                                  |       |             |         |                           | 60 отв.                   | 26              |               |          |           |               |       | 15.6  |            |             |



Продолжение таблицы 11.1.2

| 1    | 2                             | 3         | 4     | 5         | 6     | 7     | 8      | 9      | 10    | 11                 | 12 | 13  | 14  | 15  | 16 | 17   | 18   | 19 | 20 |
|------|-------------------------------|-----------|-------|-----------|-------|-------|--------|--------|-------|--------------------|----|-----|-----|-----|----|------|------|----|----|
| 127  | 16.03-<br>23.03.75г.          | I         | -24.6 | Б         | 383.0 | 390.0 | -407.6 | -414.6 | 395.0 | КПП-80У            |    | 5.2 |     |     |    |      | 9.6  |    | 28 |
|      |                               |           |       |           |       |       |        |        |       | 70 отв.            |    |     |     |     |    |      | 0.2  |    |    |
| 127  | 02.04-<br>05.05.75г.          | I         | -24.6 | Б         | 366.0 | 378.0 | -390.6 | -402.6 | 379.5 | КПП-80У            | 7  | 4.7 | 3.6 | 1.1 |    | 13.7 |      |    | 28 |
|      |                               |           |       |           |       |       |        |        |       | 120 отв.           | 11 |     | 3.4 | 1.3 |    | 22.8 |      |    |    |
|      |                               |           |       |           |       |       |        |        |       |                    | 15 |     | 2.8 | 1.9 |    | 32.9 |      |    |    |
|      |                               |           |       |           |       |       |        |        |       |                    | 26 |     | 2.1 | 2.6 |    | 48.0 |      |    |    |
| 132  | 06.06-<br>30.06.75г.          | I<br>зап. | -23.7 | Ю-<br>И   | 474.0 | 486.0 | -497.7 | -509.7 | 502.0 | ПК-103<br>120 отв. |    |     |     |     |    | 0.6  |      |    |    |
| 132  | 12.07-<br>19.07.75г.          | I<br>зап. | -23.7 | Ю-<br>Иср | 451.0 | 455.0 | -474.7 | -478.7 | 464.0 | ПК-103<br>40 отв.  | 26 | 5.6 |     |     |    | 1.2  | 30.0 |    | 35 |
| 132  | 29.07-<br>11.06.75-<br>76г.г. | I         | -23.7 | Б         | 376.0 | 381.0 | -399.7 | -404.7 | 424.0 | ПКС-80<br>120 отв. | 26 | 4.7 |     |     |    | 0.8  |      |    | 30 |
| 132  | 12.06-<br>22.07.77г.          | I         |       | А1        | 360.0 | 370.0 | -383.7 | -393.7 | 373.0 | КПП80У<br>40 отв.  | 26 | 3.9 |     |     |    | 0.04 |      |    | 28 |
|      |                               |           |       |           |       |       |        |        |       | ПК-103<br>160 отв. | -  |     |     |     |    | 1.3  |      |    |    |
| 154  | 05.03-<br>03.05.76г.          | I         | -22.7 | Ю-<br>Иср | 440.0 | 446.0 | -462.7 | -468.7 | 448.0 | ПК-103             | -  | 5.3 |     |     |    | 1.1  |      |    | 27 |
|      |                               |           |       |           |       |       |        |        | 441.0 | 120 отв.           | 26 |     |     |     |    | 0.2  |      |    |    |
| 154  | 25.11-<br>17.12.76г.          | I         | -22.7 | Б         | 366.0 | 370.0 | -388.7 | -392.7 | 422.0 | ПК-103<br>80 отв.  | 26 | 4.1 |     |     |    | 0.8  |      |    | 28 |
| 154  | 19.12.76-<br>20.01. 77 г.г.   | I         | -22.7 | Б         | 358.0 | 362.0 | -380.7 | -384.7 | 364.0 | ПК-103<br>120 отв. | 26 | 4.3 |     |     |    | 0.6  |      |    | 29 |
| 204  | 18.05-<br>03.06.76г.          | I         | -22.3 | Б         | 385.0 | 389.0 | -407.3 | -411.3 | 413.0 | ПК-105<br>80 отв.  |    |     |     |     |    | 0.3  |      |    |    |
| 1000 | 16.04-<br>18.05.76г.          | I         | -25.1 | А1        | 362.0 | 374.0 | -387.1 | -399.1 | 375.0 | ПК-103<br>240 отв. | 26 | 4.3 |     |     |    | 40.8 |      |    | 26 |
| 1001 | 28.05-<br>02.07.76г.          | I         | -25.1 | А1        | 363.0 | 377.0 | -388.1 | -402.1 | 381.0 | ПКС-80<br>160 отв. | 26 | 4.4 | 3.2 | 1.2 |    | 43.2 |      |    | 25 |
| 1002 | 24.05-<br>11.07.76г.          | I         | -25.1 | А1        | 363.0 | 376.0 | -388.1 | -401.1 | 380.0 | ПК-103<br>260 отв. | 9  | 4.4 |     |     |    | 17.2 |      |    | 26 |

В рамках Анализа разработки 2020 г. [15], с целью доразведки западной переклинали и подтверждения продуктивности данного участка, с запасами нефти, оцененными по категории С<sub>2</sub>, было рекомендовано предусмотреть бурение трех оценочных скважин 1005, 1010, 1016 (рис.11.1.2-11.1.5), проектной глубиной 480 м. Бурение оценочных скважин должно осуществляться на специальных гидроизолированных буровых площадках, предотвращающих загрязнения и засорения водного объекта в соответствии с техническим проектом на строительство скважин, с соблюдением всех требований Экологического Кодекса РК и Кодекса «О недрах и недропользовании РК».

При бурении оценочных скважин предусмотреть следующие виды работ:

- проведение стандартного комплекса ГИС, ГТИ и запись FMI;
- отбор и изучение керна на одной из 3-х оценочных скважин с целью уточнения петрофизических характеристик и граничных значений, выполнение комплекса стандартных и специальных исследований на керне;
- проведение поинтервального опробования пластов-коллекторов на каждой скважине;
- отбор и исследование глубинных и поверхностных проб пластового флюида для уточнения физико-химических свойств и получения достоверных подсчетных параметров по каждому горизонту на одной скважине.

В настоящее время на месторождении ведутся подготовительные работы для бурения оценочных скважин.



**Рисунок 11.1.2-Район работ по пласту А1 по ПЗ 2021г., а) Выкопировка из структурной карты по кровле коллектора, б) Выкопировка из карты нефтенасыщенных толщин.**

**Рисунок 11.1.3-Район работ по пласту Б по ПЗ 2021 г., а) Выкопировка из структурной карты по кровле коллектора, б) Выкопировка из карты нефтенасыщенных толщин**

**Рисунок 11.1.4- Район работ по пласту В по ПЗ 2021 г., а) Выкопировка из структурной карты по кровле коллектора, б) Выкопировка из карты нефтенасыщенных толщин**

**Рисунок 11.1.5- Район работ по пласту Ю-Іср по ПЗ 2021г., а) Выкопировка из структурной карты по кровле коллектора, б) Выкопировка из карты нефтенасыщенных толщин**

Палинологические и геохимические исследования, и результаты разведочных скважин позволили положительно оценить перспективы нефтегазоносности палеозойских и триасовых отложений на структуре Каражанбас, в связи с чем рекомендовано изучение триасовых и PZ отложений для поиска в них ловушек и залежей нефти и газа.

В 2016 году выполнен отчет «Комплексное изучение геолого-геофизических материалов прошлых лет для постановки геологоразведочных работ с целью увеличения ресурсной базы на контрактной территории АО КБМ», в результате приведены основные факторы перспективности нефтегазоносности всего доюрского комплекса, начиная с Д (верхний девон), месторождения Каражанбас, которые подробно описаны в предыдущих работах [7, 15].

В 2018 году созданная рабочая комиссия во исполнение решений Комитета Геологии и Недрапользования Центральной комиссии по разведке и разработке Министерства энергетики РК (письмо №27-5/679-КГН от 22.02.2017г) изучила материалы по текущему состоянию осуществляемых технологических процессов и основные параметры технологических циклов, осуществляемых на месторождении.

По результатам работ рабочей комиссии рекомендованы нижеописанные мероприятия:

1. В рамках проведения работ по подсчету запасов для уточнения коллекторских свойств рекомендовано пробурить в 2018 г. по одной скважине на восточном и западном участках с отбором керна и отбором глубинных проб флюида, для проведения экспериментов по вытеснению высоковязкой нефти различными агентами при разной температуре, в том числе предусмотреть вытеснение паром разной сухости при различных термобарических условиях.

2. В рамках проведения работ по подсчету запасов продолжить отбор качественных глубинных проб в соответствии с критериями отбора керна, а также выполнить исследования рекомбинированных проб на каждом технологическом участке месторождения.

3. В скважинах с высоким газовым фактором, расположенных вблизи нарушений, провести исследование компонентного состава газа для определения его происхождения.

В настоящее время из перечисленных работ п.1 выполнен полностью, п.1 и п.2 в процессе выполнения.

С целью уточнения перспективности доюрских отложений, а также поиска иных перспективных зон и возможности увеличения ресурсной базы, специалисты Института, совместно с геологической службой АО КБМ, составили Программу проведения исследовательских работ на доюрские отложения м.Каражанбас.



Программа исследований была утверждена в рамках Анализа разработки 2019 г. [7] и дополнена в Анализе разработки 2020 г. [15].

По программе выполнен большой объем работ, проведена переинтерпретация сейсморазведочных работ 3Д, отобран и изучен керн, изучены свойства нефти, запись FMI, ГИС-к, в 13 эксплуатационных скважинах закончено освоением 16 объектов и др. исследования [15].

По результатам выполненных работ была выявлена нефтяная залежь (горизонт Ю-III), приуроченная к центральной части месторождения. Необходимо отметить, что стратиграфическая принадлежность продуктивного пласта к которой приурочена новая залежь, ранее предполагалась как доюрские. Однако по результатам палинологического анализа керна возраст пород предположительно юрский.

В Пересчете запасов 2021 г. [1] впервые оценены запасы залежи Ю-III горизонта, начальные геологические/извлекаемые запасы которых составили по категории  $C_1$  – 1485/225 тыс.т., по категории  $C_2$ – 1472/112 тыс.т.

Залежь Ю-III горизонта остается не доизученным данными бурения и опробования скважин, где запасы нефти, оцененные по категории  $C_2$ . Положение ВНК по всей залежи является условным, горизонт не освещен глубинными пробами и не определены емкостно-фильтрационные свойства пород-коллекторов по лабораторным исследованиям керна.

Таким образом, недостаточная изученность геологического строения и нефтеносности залежи Ю-III горизонта обуславливают актуальность и обоснованность дополнительных разведочных работ на месторождении, предусмотренных в программе [15] и отраженных в рекомендациях протокола ГКЗ РК №2285-21-У.

**Рекомендуется:**

- отобрать глубинные и поверхностные пробы нефти и попутного газа с проведением стандартных и специальных комплексов исследований;
- продолжить отбор керна с проведением стандартных и специальных комплексов исследований;
- провести исследования по уточнению возраста горизонта Ю-III;
- отобрать пробу пластовой воды из горизонта Ю-III;
- дополнить комплекс геофизических исследований (FMI) и предусмотреть выполнение электрического и, акустического сканеров, для изучения трещиноватости пород;
- доразведать залежь горизонта Ю-III, оцененную по категории  $C_2$ ,
- проведение сейсмразведочных работ 3Д;
- бурение оценочных скважин;



- проведение ГДИС (МУО, КВД) в новых и углубленных скважинах при опробовании, а также в течение первого и второго года пробной эксплуатации с целью определения Рпл, коэффициента продуктивности, выбора оптимального режима;
- проведение опробования новой залежи в скважинах 55, 77а в центральном куполе для уточнения распространения и оконтуривания залежи;
- проведение спец. исследований ГИС (ЯМК высокоточные исследования, для определения литологии пласта, выделения коллекторов и оценки ФЕС).
- при получении низких дебитов УВ рассмотреть возможность проведения СКО и подбор кислотного состава.

Для подтверждения продуктивности и перевода запасов нефти из категории С<sub>2</sub> в промышленную категорию залежи Ю-III горизонта и уточнения положения ВНК рекомендуется бурения 5 эксплуатационных скважин 185, 1102, 4232, 8101, 8144 (рис.11.1.6), из ковра бурения 2021 г. и проведения исследований приведенных в табл.11.1.3.

Глубина эксплуатационных скважин не должна превышать абсолютной отметки минус 500 м, соответствующий глубине горного отвода на основании действующего Контракта № 60 на осуществление добычи углеводородного сырья от 23 мая 1997 года.

В процессе бурения рекомендуем выполнить – «Геолого-технологические исследования (ГТИ)», также дополнить комплекс ГИС– «Спектральный гамма каротаж (СГК)» и – «Фотоэлектрический эффект (ФЭ)» для детального выделения литологии по ГИС.

Далее при получении положительных результатов провести исследования «Пластовый микросканнер (аналог приборов FMI/CMI)», «ЯМК» и «Широкополосный АК».

Затем по результатам интерпретации данных ГИС выдать рекомендации по интервалам опробования. В случае получения притоков пластового флюида выполнить пункт 4 – «ГИС-к (аналог PLT) и ГДИС».

По результатам бурения скважин 185, 1102, 4232, 8101, 8144 рассмотреть возможность заложения скважины с отбором керна и полным комплексом исследований ГИС, включая специальные методы пункты 5, 6, 7.





**Рисунок 11.1.6- Структурная карта по кровле коллектора Ю-III продуктивного горизонта м.Каражанбас.**



Таблица 11.1.3– Виды исследований по приоритетам

| Приоритет 1  |   |
|--|---|
| Методы (1 & 2) не требуют больших затрат, так как подразумевают замену приборов на более современную модификацию   |   |
| 1. Спектральный гамма каротаж (СГК)  | Данные исследования необходимы для уточнения типа глин, полевых шпатов, а также учета влияния урановой составляющей на общую радиоактивность. Т.к. состав глин по «новой залежи» малоизучен, данный метод позволит по показаниям К, Th и U используя специальные палетки и при наличии качественных данных определить тип слагающих разрез глин.  |
| 2. Фотоэлектрический эффект (ФЭ)   | Использование кривой ФЭ при расчетах петрофизической модели в Quanti_Elap позволит повысить точность и достоверность определения литологии пород, оценки пористости, а в карбонатных пластах количественно определить содержание доломитов и известняка. Запись проводится совместно с ГГК-П за один спуск-подъем. Данные исследования могут быть использованы для уточнения зон трещиноватости, при наличии тяжелых компонентов в буровом растворе таких, как барит. |
| 3. Геолого-технологические исследования (ГТИ)  | Данные исследования необходимы для определения литологии слагающих разрез пород, выявления перспективных нефтенасыщенных пластов  |
| 4. ГИС-к (аналог PLT) определение профиля притока, типа флюида, выделение эффективных трещин, выполнять ГДИС в соответствии с рекомендованными параметрами | Данные исследования необходимы для выделения работающих интервалов, и определения состава поступающего в скважину флюида. Т.к. коллектор трещинного типа  |
| Приоритет 2  |   |
| Методы могут потребовать значительных затрат, однако предоставляют качественные данные для расчета ФЭС пород   |   |
| 5. Пластовый микросканнер (аналог приборов FMI/CMI)  | Данные исследования необходимы для определения трещиноватости, раскрытости трещин и ее направленности   |
| 6. ЯМК - определение типов пор, объема связанных и подвижных флюидов (не зависит от литологии)   | Данные исследования необходимы для определения общей и эффективной пористости, объем подвижного флюида, насыщенности, проницаемости   |
| 7. Широкополосный АК - выделение открытых трещин   | Данные исследования необходимы для определения открытой трещиноватости. Подразумевает замену стандартного зонда АК на АКШ   |
| Приоритет 3  |   |
| Методы могут потребовать значительных затрат, однако предоставляет качественные данные для калибровки петрофизической модели новой залежи                  |   |
| 8. Отбор и исследования кернового материала по перспективным участкам «новой залежи», подтвержденным промышленными притоками нефти                         | Данные работы и исследования необходимы для уточнения петрофизической модели и снижения неопределенности при обосновании подсчетных параметров  |
| 9. Литосканнер - определение минерального состава пород  | Данные работы и исследования необходимы для уточнения литологии пород   |



## 12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

### 12.1 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЕ ИСПЫТАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ

#### 12.1.1 Описание технологии внутрипластового горения и ее вариаций

Сущность ВПГ – создание, поддержание и перемещение в нефтяном пласте фронта горения или высокотемпературной зоны, тепло в которой образуется за счет экзотермических окислительных реакций между частью пластовой нефти и кислородом воздуха. При этом используется энергия, получаемая при сжигании тяжелых фракций нефти (кокса), которые и поддерживают горение. Процесс начинают с инициирования горения в нагнетательной скважине с помощью различных нагревательных устройств: газовых горелок, электронагревателей и т.п.

После воспламенения пласта переходят к закачке в нагнетательную скважину воздуха для поддержания и продвижения к добывающим скважинам фронта горения.

Добавление воды (непрерывно или циклами) при определенном соотношении улучшает эффективность теплопереноса в пласте. Данная модификация ВПГ носит название влажное внутрипластовое горение (ВВГ). В итоге образуются обширные зоны прогрева в виде зон пара и горячей воды.

#### 12.1.2 Опыт внедрения внутрипластового горения предыдущих лет на месторождении Каражанбас

После открытия месторождения и утверждения запасов в 1979 году начаты работы по реализации «Технологической схемы разработки опытно-промышленных участков с применением термических методов» – влажного внутрипластового горения (ВВГ) и паротеплового воздействия (ПТВ).

Процесс испытания внутрипластового горения осуществлялся на промысле ВВГ, включавший 3 блока, на которых реализовывались технологии сухого и влажного ВПГ.

Технологическая эффективность технологии ВПГ на м. Каражанбас подтверждается следующими фактами:

- увеличение дебита и продуктивности реагирующих скважин вследствие снижения вязкости нефти за счет ее прогрева и растворения в ней углекислого газа;
- увеличения работающей толщины пласта (данные потокометрии).

В таблице 12.2.1 приведены технологические показатели на дату окончания реализации проекта.



Таблица 12.1.1– Технологические показатели по блокам промысла ВВГ

| Технологии/<br>участки | Срок<br>испытания,<br>лет | КИН на конец<br>испытания,<br>д.ед. | Средняя<br>ННТ, м | Баланс.<br>запасы,<br>тыс.т | Годовой темп<br>отбора от<br>НИЗ, д.е. | Обв., % |
|------------------------|---------------------------|-------------------------------------|-------------------|-----------------------------|--|---------|
| ВГ (БЗ)                | 13                        | 0,20                                | 6                 | 1361                        | 0,02-0,03                              | 24-46   |
| ВВГ(Б2)                | 14                        | 0,32                                | 10                | 1215                        | 0,03-0,05                              | 40-60   |
| ВВГ(Б1)                | 15                        | 0,40                                | 9                 | 2036                        | 0,02-0,04                              | 40-60   |

#### Мировой опыт применения внутрипластового горения

Среди мирового опыта промысловых испытаний по ВПГ, можно выделить несколько месторождений схожих с месторождением Каражанбас по ряду параметров.

Несмотря на то, что технология ВПГ как правило реализовывалась на начальном этапе разработки, опыт реализации технологии на месторождениях Хончиан, Суплаку де Баркау и Мидуэй Сансет показывает, что применение ВПГ имеет перспективы даже после длительного применения паротеплового воздействия.

Для сравнения результатов реализации технологии основные технологические параметры были сведены в таблицу 12.2.2.

Таблица 12.1.2 – Технологические параметры наиболее известных работ по применению ВПГ

| Параметр   | Суплаку де<br>Баркау<br>(Румыния) | Бельвью,<br>«Гетти Ойл»,<br>(США) | Мидвэй<br>Сансет,<br>(США) | Хончиан<br>(Китай) | Каражанбас<br>(Казахстан) |
|--|-----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|--------------------|---------------------------|
| Н <sub>обш</sub> /Н <sub>эфф</sub> , м/м             | \10                               | 29/22                             | 150/39                     | 8,2\6,4            | 26\9,5                    |
| Глубина залегания, м                                 | 60-200                            | 105                               | 640-820                    | 525                | 250-500                   |
| Пористость, %  | 32                                | 38                                | 36                         | 25                 | 33                        |
| Начальная<br>нефтенасыщенность, %                    | 85                                | 52                                | 75                         | 65                 | 60-72                     |
| Проницаемость, мД                                    | 1700                              | 1000                              | 1575                       | 676                | 500-1500                  |
| Пластовая температура, °С                            | 18                                | 24                                | 52                         | 23,9               | 27                        |
| Начальное пластовое<br>давление, атм                 | 5,9                               | 3                                 | 59                         | 27                 | 39,5                      |
| Плотность, г/см <sup>3</sup>                         | 0,96                              | 0,94                              | 0,97                       | 0,939              | 0,94                      |
| Вязкость, сПз  | 2000                              | 450                               | 110                        | 1000               | 300-541                   |
| Объем нагнетания на 1<br>скважину, м <sup>3</sup> /ч | 400                               | 600-2000                          | 1200                       |                    | 200-700                   |
| Конечная нефтеотдача<br>пласта, %                    | 50                                | 60                                | 45                         | 52                 | до 40                     |

#### Побочные эффекты от применения ВПГ

Технология ВПГ, несмотря на свою высокую технологическую эффективность имеет ряд негативных факторов, таких как:

- отсутствие надежных технических средств контроля за распространением ФГ и доступных средств управления, что приводит к прорывам газов горения и срыву подачи глубинных насосов;
- высокая коррозионная активность, что приводит к обгоранию подземного оборудования и смятию колонн;



• низкотемпературным окислением нефти, при котором происходит значительное увеличение ее вязкости и образование стойких эмульсий, осложняющих ее промысловую подготовку.

**Обоснование выбора участка для проведения ОПИ на м. Каражанбас**

Единого критерия применения технологии ВПГ для месторождений высоковязкой нефти в настоящее время не существует. В таблице 12.2.3 приведены критерии применимости технологии ВПГ по различным авторам и месторождениям.

Специалистами СРТДС было предложено использовать критерий месторождения Шенли.

Таблица 12.1.3 – Критерии применимости ВПГ по различным авторам с учетом мирового опыта

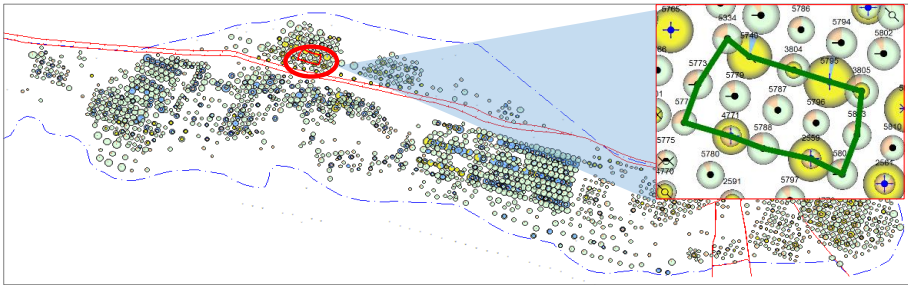
| Автор/<br>м-ние | Глубина<br>залегания, м | Толщина, м | Пористость,<br>д.ед | Проницае-<br>мость, мД | Нефтенасы-<br>щенность, д.ед | Плотность<br>нефти, г/см <sup>3</sup> | Вязкость,<br>мПа·с | Коэффициент<br>подвижности,<br>мД/мПа·с | Остаточные<br>запасы, д.ед |
|-----------------|-------------------------|------------|---------------------|------------------------|------------------------------|---------------------------------------|--------------------|---|----------------------------|
| Poettman        |                         |            | >0,2                | >100                   |                              |                                       |                    |   | >0,10                      |
| Geffen          | >152                    | >3         |                     |                        |                              | >0,807                                |                    | >3,05                                   | >0,05                      |
| Lewen           | >152                    | >3         |                     |                        | >0,5                         | 0,8-1,0                               |                    | >6,1                                    | >0,05                      |
| Chieh<br>Chu    |                         |            | >0,22               |                        | >0,5                         | >0,91                                 | <1000              |   | >0,13                      |
|                 |                         |            | >0,16               | >100                   | >0,35                        | >0,825                                |                    | >3,0                                    | >0,077                     |
| Lyoho           | 61-1372                 | 1,5-15     | >0,2                | >300                   | >0,5                         | 0,825-1,0                             | <1000              | >6,1                                    | >0,064                     |
|                 |                         | >3         | >0,25               |                        | >0,5                         | >0,8                                  | <1000              |   | >0,08                      |
| NPC             | <1050                   | >6         | >0,2                |                        | >0,35                        | 0,849-1,0                             | <5000              | >1,5                                    | >0,08                      |
| Шенли           | 150-1350                | 3,0-30     | >0,16               | >100                   | >0,35                        | 0,825-1,0                             | <10000             |   | >0,08                      |
| КБМ             | 460                     | 6,5        | 0,3                 | >100                   | >0,5                         | 0,936                                 | <1000              | 4,77                                    | 0,168                      |

С применением вышеприведенных критериев был выбран сектор в северной части месторождения в районе скважин 5779 и 5796 как целевой участок проведения ОПИ технологии ВПГ.

Таким образом, геолого-физические условия и фильтрационно-емкостные свойства сектора пилотного участка полностью удовлетворяют критериям подбора (Шенли).

**Характеристика текущего состояния разработки участка ОПИ**

Для реализации ОПИ технологии ВПГ был выбран участок в Северной части месторождения (рис. 12.2.1).



Начальные геологические запасы выбранного участка составили 363,8 тыс.т, КИН на 01.01.2020 г. – 20% при проектном значении 24,6%.

По состоянию на 01.01.2020 г. фонд скважин участка составляет 11 добывающих и 3 нагнетательные скважины.

Скважины участка характеризуются дебитами по нефти от 0,92 до 4 т/сут, по жидкости – 2,0-36,5 т/сут и обводненностью 57,5-96,2%.

По состоянию на 01.01.2020 г. накопленная добыча нефти по участку составила 145,5 тыс.т, жидкости – 755,7 тыс.т при обводненности 88,4%. Накопленная закачка пара составила 953,3 тыс.т, закачка воды – 30,8 тыс.м<sup>3</sup>.

Пластовое давление, приведенное к уровню ВНК на 01.01.2020 г., находится на уровне 17,7 атм, при давлении насыщения равном 15,2 атм. Начальное пластовое давление, принятое в проектном документе, составляло 54 атм.

#### **Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов.**

Для оценки технологических показателей разработки с применением технологии ВПГ необходимо построение ГДМ, которая, наряду с расчетами фильтрации флюидов через пористую среду позволит воспроизвести реакции, проходящие в пласте при закачке воздуха, их влияние на фазовое состояние и свойства насыщающих пласт флюидов. Построение такой модели происходит в несколько этапов.

На первом этапе проводятся эксперименты Труба Горения, а также ряд исследований по определению кинетических параметров окисления нефти. Далее строится композиционная ГДМ по эксперименту Труба Горения, в которой интегрируются все данные проведенных ранее экспериментов и, в процесс адаптации, уточняются данные, характеризующиеся высокой степенью неопределенности. В ГДМ Трубы Горения (далее ГДМ ТГ) обосновывается схема реакций (Модель Химических Превращений), а также модель PVT с необходимыми для реакций компонентами.

#### **12.1.3 Результаты лабораторных исследований.**

Для получения кинетических параметров окисления нефти было проведено 3 типа экспериментов:

- 1) Дифференциальный сканирующий калориметр под давлением (равномерный нагрев образца при постоянной подаче воздуха с регистрацией выделения тепла);
- 2) Термогравиметрический анализатор (равномерный нагрев образца в камере с воздухом с постоянной регистрацией его массы);
- 3) Адиабатический реакционный калориметр (пошаговое повышение температуры с переходом в адиабатический режим после инициации реакции окисления с постоянной регистрацией давления и температуры).



Эксперименты проведены совместной группой специалистов КазНИПИ и СРТДС на базе института СРТДС в г. Пекин (КНР).

Результаты интерпретации экспериментов (табл. 12.2.4) были использованы для подготовки ГГДМ.

Таблица 12.1.4 Сводная таблица результатов по определению кинетических параметров

| Параметр          | НТО (ДСК)   | ВТО (ДСК)   | Агрегированный (АРК, ТГА) |
|-------------------|-------------|-------------|---------------------------|
| Энергия активации | 146,2–144,7 | 155,5–151,4 | 187,45–178,25             |
| Фактор частоты    | 6,220E+11   | 2,435E+08   |                           |

Исследования на Трубе Горения

Труба горения представляет из себя металлический цилиндр с внутренним диаметром 5 см и длиной 115 см, помещенный в защитный кожух.

Внутри трубы размещены термодатчики с интервалом в 6 см для регистрации профиля температуры. Термокомпенсаторы расположены снаружи капсулы с песком (керновым материалом) для компенсации потерь тепла, возникающих при большой разнице температуры в модели и окружающей средой (рис. 12.2.2Error! Reference source not found.).

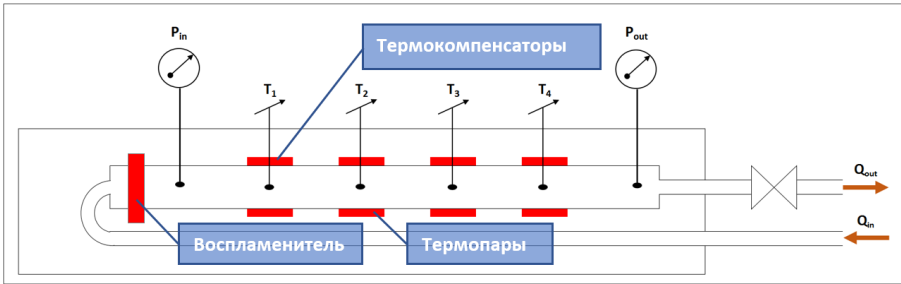


Рисунок 12.1.2– Принципиальная схема Трубы Горения

Установка оборудована воспламенителем для инициации процесса горения и газоанализатором для мониторинга компонентного состава газа на выходе из установки.

Проведение эксперимента

Стандартная процедура проведения эксперимента по ТГ предусматривает:

- 1. набивку песком/породой фракциями, которые обеспечивают заданный диапазон пористости/проницаемости;
- 2. формирование заданной водо- и нефтенасыщенности образца (дегазированная нефть м. Каражанбас с вязкостью 487 сПз, при 30°C);
- 3. создание заданных термобарических условий;
- 4. установка постоянного уровня закачки азота;
- 5. подогрев подаваемого азота до температуры 500°C воспламенителем;
- 6. при достижении 500°C переключение с закачки азота на воздух;
- 7. при получении стабильного процесса горения воспламенитель отключается, закачка воздуха продолжается без предварительного нагрева.



### Регистрация динамики изменения компонентного состава газа на выходе модели

В ходе эксперимента постоянно определялся компонентный состав газа для контроля проведения и интерпретации эксперимента, а также значения температуры. Устойчивый фронт горения сформировался около 13:00, что наблюдается по формированию устойчивого паттерна по профилям температуры и падению содержания кислорода на выходе (рис. 12.2.3)

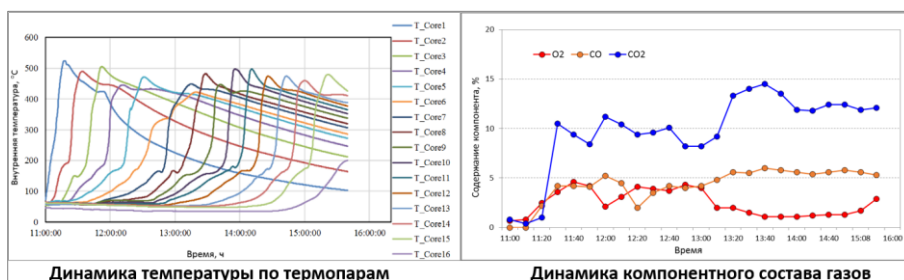


Рисунок 12.1.3 – Динамика температуры и компонентного состава газов в ходе проведения эксперимента

Отборы проб добытой жидкости свидетельствуют о снижении количества воды в продукции (рис. 12.2.4).

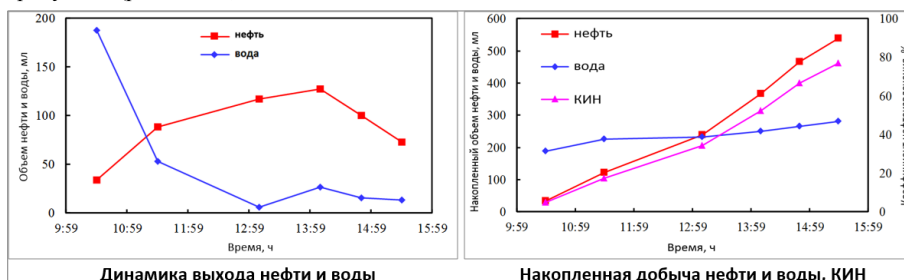


Рисунок 12.1.4 – Динамика выхода нефти и воды и накопленные показатели по Трубе Горения

#### 12.1.4 Построение ГДМ трубы горения

Основными целями построения ГДМ по эксперименту Труба Горения являются составление и калибровка параметров МХП, дифференциация кинетических параметров в соответствие с выбранными реакциями. ГДМ по ТГ является основой для составления ГДМ с возможностью моделирования ВПГ на секторе ОПИ.

Подготовка ГДМ подразумевает выполнение 5 этапов:

1. Модель Химических Превращений.
2. Расчет параметров реакций ( $E_a$ ,  $A$ ,  $\text{энтальпия}$ ) по результатам экспериментов.





3. Расчет стехиометрических коэффициентов по результатам эксперимента Труба Горения.

4. Подготовка PVT модели с компонентами, соответствующими МХП и материальному балансу по эксперименту Труба Горения.

5. Непосредственный сбор ГДМ с учетом геометрии и ФЕС (пористости, насыщенности) экспериментальной модели ТГ, термических свойств породы (теплоемкость, теплопроводность).

6. Адаптация неопределенных параметров с учетом результатов эксперимента (скорость движения фронта горения, температура).

#### 12.1.5 Построение ГГДМ участка ОПИ.

##### Построение геологической модели участка ОПИ

Геологическая модель построена по I объекту участка ОПИ технологии ВПГ. Продуктивные отложения I объекта (пачка А) Северного участка представлены меловыми отложениями.

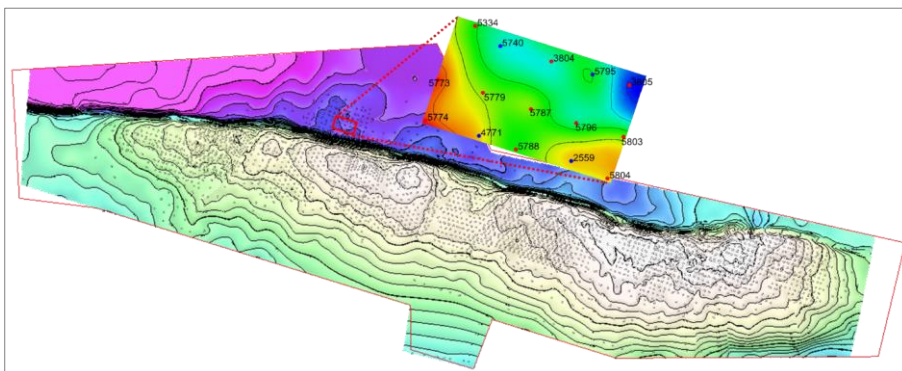


Рисунок 12.1.5 – Расположение участка ОПИ ВПГ

Процесс построения геологической модели можно условно разбить на 3 этапа:

1. загрузка всех необходимых данных;
2. корреляция и построение структурного каркаса;
3. распределение литологии и ФЕС.

Для построения геологической модели в проект Petrel загружена следующая информация:

- координаты устьев скважин;
- альтитуда;
- инклинометрия;
- РИГИС;
- интерпретация сейсмических данных (структурные поверхности).



## Структурное моделирование

### Корреляция

В рамках выполнения построения геологической модели проведена детальная пластовая корреляция разреза в пределах продуктивного горизонта юрских отложений. Корреляция разреза основана на ПЗ-2008 г. Результатом данного этапа являлся набор отметок геологических границ по каждой из скважин, попадающих в область построения. В качестве базовой реперной границы принималась поверхность по кровле неокомских отложений ОГ-II.

### Построение структурных карт

Для построения структурных карт по продуктивному горизонту А в качестве тренда была использована структурная карта по ОГ-II, которая соответствует кровле продуктивного горизонта. Полученная по кровле пласта А карта использована в качестве тренда для построения структурной карты по кровле горизонта Б. Все структурные карты построены методом интерполяции – Convergent Interpolation с размером сетки 10\*10 м с углом поворота 108°, в соответствии с направлением сейсмического куба.

### Создание трехмерной геологической сетки

Завершающим этапом структурных построений является конвертация структурного каркаса в 3D модель (грид).

При построении грида размер ячеек по латерали задан 10\*10 метров. Количество ячеек по вертикали выбиралось с таким расчетом, чтобы размер ячейки составлял в среднем около 0,4 метра. Выбранные размеры ячеек обусловлены требованиями и ограничениями ГДМ для моделирования ВПГ. Общее количество ячеек геологической модели по I объекту составляет – 250 984 шт.

### **Построение куба литологии**

Куб литологии является основным кубом параметров в трехмерной геологической модели, так как именно его значениями определяется наличие или отсутствие коллектора в трехмерном пространстве. Параметры в каждой ячейке куба являются дискретными и имеют значение, соответствующее коду коллектора (1), либо неколлектора (0).

Для построения распределения куба литологии в сетке 3Д использовался алгоритм Sequential Indicator Simulation (SIS) с использованием ГСР в качестве вертикального тренда.

Контроль качества построения куба литологии осуществлялся визуально, а также сопоставлением гистограммы распределения коллектора по ГИС, ремасштабированным ячейкам и куба литологии.



### Построение куба пористости

Куб пористости рассчитывался после пересчета пористости по ГИС на ячейки сетки по всем скважинам. Далее пористость распределялась с использованием стохастического алгоритма Гаусса SGS (Sequential Gaussian Simulation) с использованием тренда по Data analysis.

### Построение куба проницаемости

Куб проницаемости рассчитывался по зависимости проницаемости от пористости.

### Построение куба насыщенности

Поскольку все скважины по участку ОПИ стартовали безводной продукцией, то можно утверждать, что участок ОПИ находится в зоне ЧНЗ и, соответственно, водонасыщенность по участку соответствует критический обводненности (точке начала фильтрации воды). Для расчёта начального насыщения водо- и нефтенасыщенности использовалась зависимость, полученная по керну для остаточной водонасыщенности от проницаемости.

### Построение гидродинамической модели участка ОПИ

#### Основные свойства модели

Гидродинамическая модель участка ОПИ построена на базе геологической модели по участку. По результатам предварительных расчётов принято решение по вертикальному укрупнению модели с увеличением среднего размера ячейки с 0,4 м до 1 м. В исходной модели ГДМ все базовые фильтрационные свойства (пористость, проницаемость, насыщенность) приняты по геологической модели, модель PVT взяты по ГДМ труба горения, краевые точки ОФП для вертикального и горизонтального ремасштабирования кривых ОФП приняты также в соответствии с ГДМ по Трубе Горения, форма кривых (коэффициенты Кори) приняты как среднестатистические для неконсолидированного песчаника.

Адаптация проведена посредством модификации куба проницаемости и ОФП (рис. 12.2.6).

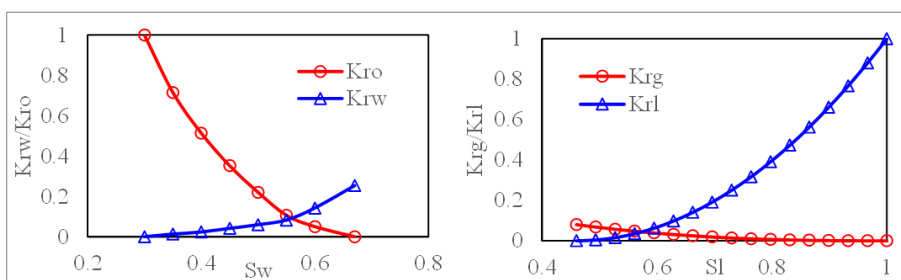


Рисунок 12.1.6-Модифицированные (в результате адаптации) кривые ОФП по ГДМ сектора ОПИ



Историческая добыча по ГДМ введена с учётом КУС краевых скважин, историческая закачка краевых скважин учитывает КУС и динамику пластового давления по сектору.

Для расчётов технологии ВПГ на секторе необходим перенос МХП (модели Химических Превращений) из ГДМ ТГ в модель сектора ОПИ. При масштабировании реакций решается задача получения скоростей реакций при низкой температуре аналогичных скоростям при высокой температуре. Ремасштабирование скоростей реакций проведено специалистами СРТДС (рис. 12.2.7).

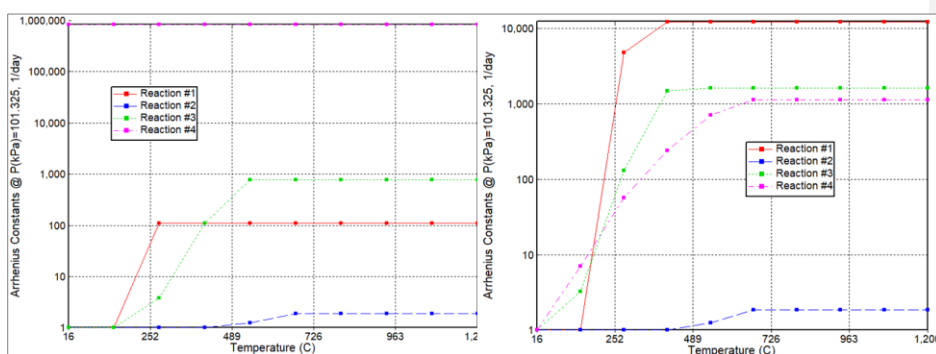


Рисунок 12.1.7 – Константы скорости реакции Аррениуса до (слева) и после (справа) ремасштабирования

Корректность ремасштабирования верифицирована посредством следующих тестов:

- 1) Расчёт на ГДМ ТГ со скоростью фильтрации соответствующей скорости фильтрации по ГДМ сектора ОПИ при реализации технологии ВПГ (для варианта закачки 30 000 м<sup>3</sup>/сут).

**Результат:** фронт горения формируется с температурой ~ 500°C

- 2) Проведена проверка соответствия баланса реакций компонент в ГДМ сектора ОПИ и ГДМ ТГ.

**Результат:** реакции компонент с кислородом по обеим моделям проходят в одинаковом соотношении.

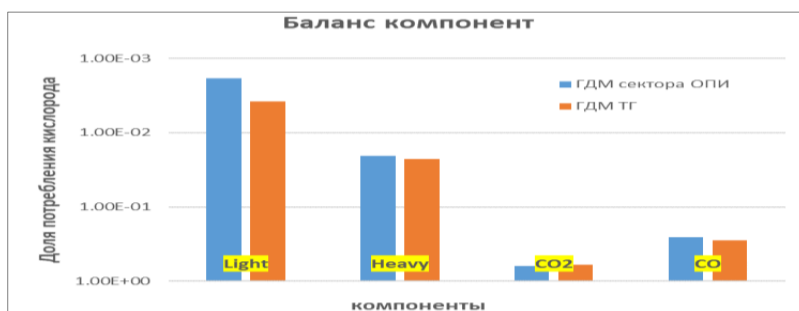


Рисунок 12.1.8-Соответствие баланса реакций ГДМ сектора и ГДМ ТГ



Положительные результаты тестов позволяют сделать вывод о корректности ремасштабирования реакций.

### Адаптация ГДМ

Задачей адаптации является получение распределения насыщенностей (воды, нефти, пара), давления и продуктивностей скважин на текущий момент с целью наиболее точной оценки эффекта от применения той или иной технологии, геолого-технических мероприятий. Адаптация происходит посредством изменения ФЕС, свойств флюидов и т.п. для получения схождения между расчетными и фактическими показателями, при этом модификации должны соответствовать диапазону неопределённости параметров.

Расхождение интегральных показателей добычи нефти ГГДМ сектора участка ОПИ составляют менее 5%, жидкости – <6% (рис. 12.2.9-12.2.10).

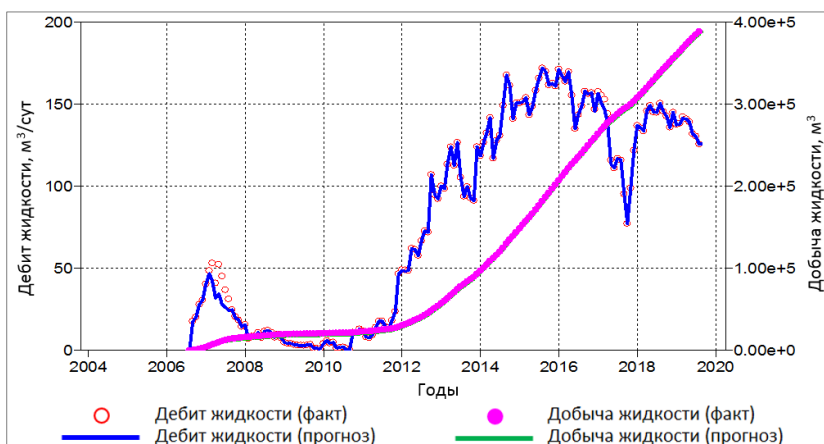


Рисунок 12.1.9– Адаптация сектора ОПИ (динамика и накопленная) по добыче жидкости

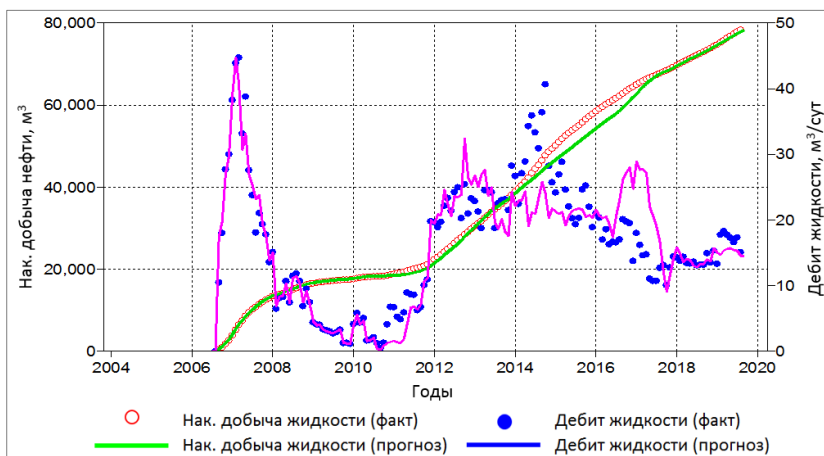


Рисунок 12.1.10– Адаптация сектора ОПИ (динамика и накопленная) по добыче нефти



### **12.1.6 Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки.**

#### **Технологические показатели вариантов разработки**

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения были рассмотрены различные варианты разработки участка.

**Вариант 1 (базовый).** В качестве базового варианта разработки рассмотрен вариант дальнейшей реализации текущей системы разработки с включением скважины 5740 в систему ППД в качестве паронагнетательной скважины. Таким образом фонд действующих добывающих скважин составит 11 ед., паронагнетательных – 4 ед.

**Вариант 2.** Во втором варианте предусмотрено вести разработку путем поддержания пластового энергией с помощью закачки горячей воды (236°C). В данном варианте также предусматривается включение скважины 5740 в систему ППД участка в качестве водонагнетательной. Фонд добывающих скважин – 11 ед., ВНС – 4 ед.

**Варианты 3, 4, 5, 6.** Данные варианты предполагают собственно реализацию технологии ВПГ. Учитывая высокую продолжительность закачки пара (2011-2020 гг.), текущую среднюю обводненность участка (90,4%), а также уровень накопленной компенсации (135,4%), планируемый к применению тип реализации технологии можно условно отнести к *влажному внутрипластовому горению*. Для этого паронагнетательные скважины 5795, 4771 и 2559, а также контрольная скважина 5740 переводятся в добывающий фонд. Добывающие скважины 5779 и 5796 переводятся под нагнетание воздуха. Варианты 3-6 отличаются друг от друга только объемами закачки окислителя (воздуха) на одну нагнетательную скважину:

- **вариант 3** – 10000 м<sup>3</sup>/сут/скв;
- **вариант 4** – 20000 м<sup>3</sup>/сут/скв;
- **вариант 5** – 30000 м<sup>3</sup>/сут/скв;
- **вариант 6** – 40000 м<sup>3</sup>/сут/скв.

Бурение добывающих или нагнетательных скважин на участке ОПИ не предусматривается ни по одному из вариантов.

В таблицах 12.2.5-12.27 представлены основные технологические показатели разработки месторождения по всем вариантам разработки.

Проведенная технологическая оценка рассмотренных вариантов разработки показала, что *наиболее выгодным вариантом разработки является 6 вариант реализации технологии*, который обеспечивает максимальный КИН.



Таблица 12.1.5 – Прогноз основных технологических показателей разработки (варианты 1-2)

| Годы                             | Годовая добыча нефти, тыс.т | Накоп. добыча нефти, тыс.т | Годовая добыча жидкости, тыс.т | Нак. добыча жидк., тыс.т | Закачка рабочего агента |                | Обв., % | Дебит на 1 скважину |              | КИН, % | Фонд доб. скв. | Фонд нагн. скв. | Годовая добыча нефти, тыс.т      | Накоп. добыча нефти, тыс.т | Годовая добыча жидкости, тыс.т | Нак. добыча жидк., тыс.т | Закачка рабочего агента |                | Обв., % | Дебит на 1 скважину |              | КИН, % | Фонд доб. скв. | Фонд нагн. скв. |
|----------------------------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------|---------|---------------------|--------------|--------|----------------|-----------------|----------------------------------|----------------------------|--------------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------|---------|---------------------|--------------|--------|----------------|-----------------|
|                                  |                             |                            |                                |                          | годовая, тыс.т          | накопл., тыс.т |         | нефти, т/сут        | жидк., т/сут |        |                |                 |                                  |                            |                                |                          | годовая, тыс.т          | накопл., тыс.т |         | нефти, т/сут        | жидк., т/сут |        |                |                 |
| Вриант 1 (базовый, закачка пара) |                             |                            |                                |                          |                         |                |         |                     |              |        |                |                 | Вариант 2 (закачка горячей воды) |                            |                                |                          |                         |                |         |                     |              |        |                |                 |
| 2020                             | 5,05                        | 77,80                      | 45,90                          | 423,80                   | 41,50                   | 1 005,75       | 89,00   | 1,26                | 11,43        | 21,39  | 11             | 4               | 5,65                             | 78,41                      | 44,21                          | 423,80                   | 41,50                   | 400,86         | 87,21   | 1,41                | 11,01        | 21,55  | 11             | 4               |
| 2021                             | 4,72                        | 82,52                      | 45,90                          | 469,69                   | 41,50                   | 1 047,25       | 89,72   | 1,18                | 11,43        | 22,69  | 11             | 4               | 4,17                             | 82,58                      | 43,54                          | 467,34                   | 41,50                   | 442,36         | 90,43   | 1,04                | 10,84        | 22,70  | 11             | 4               |
| 2022                             | 4,51                        | 87,03                      | 45,89                          | 515,59                   | 41,50                   | 1 088,75       | 90,17   | 1,12                | 11,43        | 23,93  | 11             | 4               | 3,24                             | 85,82                      | 41,93                          | 509,27                   | 41,50                   | 483,86         | 92,27   | 0,81                | 10,44        | 23,59  | 11             | 4               |
| 2023                             | 4,36                        | 91,39                      | 45,90                          | 561,48                   | 41,50                   | 1 130,25       | 90,50   | 1,09                | 11,43        | 25,13  | 11             | 4               | 2,67                             | 88,49                      | 41,04                          | 550,31                   | 41,50                   | 525,36         | 93,50   | 0,66                | 10,22        | 24,33  | 11             | 4               |
| 2024                             | 4,22                        | 95,61                      | 45,90                          | 607,38                   | 41,50                   | 1 171,75       | 90,81   | 1,05                | 11,43        | 26,29  | 11             | 4               | 2,35                             | 90,84                      | 41,13                          | 591,44                   | 41,50                   | 566,85         | 94,28   | 0,59                | 10,25        | 24,97  | 11             | 4               |
| 2025                             | 4,09                        | 99,70                      | 45,89                          | 653,27                   | 41,50                   | 1 213,24       | 91,09   | 1,02                | 11,43        | 27,41  | 11             | 4               | 2,16                             | 93,00                      | 41,37                          | 632,81                   | 41,50                   | 608,35         | 94,77   | 0,54                | 10,30        | 25,57  | 11             | 4               |
| 2026                             | 3,99                        | 103,69                     | 45,83                          | 699,10                   | 41,50                   | 1 254,74       | 91,29   | 0,99                | 11,41        | 28,51  | 11             | 4               | 2,06                             | 95,06                      | 41,11                          | 673,92                   | 41,50                   | 649,85         | 94,99   | 0,51                | 10,24        | 26,13  | 11             | 4               |
| 2027                             | 3,91                        | 107,60                     | 45,60                          | 744,70                   | 41,50                   | 1 296,24       | 91,43   | 0,97                | 11,36        | 29,58  | 11             | 4               | 1,89                             | 96,95                      | 41,59                          | 715,52                   | 41,50                   | 691,35         | 95,46   | 0,47                | 10,36        | 26,65  | 11             | 4               |
| 2028                             | 3,71                        | 111,31                     | 44,88                          | 789,58                   | 41,50                   | 1 337,74       | 91,74   | 0,92                | 11,18        | 30,60  | 11             | 4               | 1,84                             | 98,79                      | 41,74                          | 757,25                   | 41,50                   | 732,85         | 95,59   | 0,46                | 10,40        | 27,16  | 11             | 4               |
| 2029                             | 3,48                        | 114,79                     | 44,03                          | 833,61                   | 41,50                   | 1 379,24       | 92,09   | 0,87                | 10,97        | 31,56  | 11             | 4               | 1,75                             | 100,54                     | 42,20                          | 799,46                   | 41,50                   | 774,34         | 95,84   | 0,44                | 10,51        | 27,64  | 11             | 4               |
| 2030                             | 3,26                        | 118,05                     | 43,58                          | 877,19                   | 41,50                   | 1 420,73       | 92,52   | 0,81                | 10,85        | 32,45  | 11             | 4               | 1,69                             | 102,24                     | 42,51                          | 841,97                   | 41,50                   | 815,84         | 96,02   | 0,42                | 10,59        | 28,11  | 11             | 4               |
| 2031                             | 3,06                        | 121,11                     | 42,91                          | 920,10                   | 41,50                   | 1 462,23       | 92,86   | 0,76                | 10,69        | 33,30  | 11             | 4               | 1,66                             | 103,90                     | 42,60                          | 884,57                   | 41,50                   | 857,34         | 96,10   | 0,41                | 10,61        | 28,56  | 11             | 4               |
| 2032                             | 2,82                        | 123,93                     | 43,00                          | 963,11                   | 41,50                   | 1 503,73       | 93,45   | 0,70                | 10,71        | 34,07  | 11             | 4               | 1,61                             | 105,51                     | 41,59                          | 926,15                   | 41,50                   | 898,84         | 96,12   | 0,40                | 10,36        | 29,01  | 11             | 4               |
| 2033                             | 2,70                        | 126,63                     | 43,37                          | 1 006,47                 | 41,50                   | 1 545,23       | 93,77   | 0,67                | 10,80        | 34,81  | 11             | 4               | 1,18                             | 106,70                     | 27,55                          | 953,70                   | 41,50                   | 940,34         | 95,70   | 0,32                | 7,55         | 29,33  | 10             | 4               |
| 2034                             | 2,61                        | 129,24                     | 42,61                          | 1 049,08                 | 41,27                   | 1 586,49       | 93,88   | 0,65                | 10,61        | 35,53  | 11             | 4               | 0,75                             | 107,45                     | 15,09                          | 968,79                   | 41,27                   | 981,60         | 95,00   | 0,34                | 6,89         | 29,54  | 6              | 4               |
| 2035                             | 2,38                        | 131,63                     | 41,62                          | 1 090,71                 | 40,98                   | 1 627,47       | 94,27   | 0,65                | 11,40        | 36,19  | 10             | 4               | 0,70                             | 108,15                     | 15,16                          | 983,96                   | 40,98                   | 1 022,58       | 95,36   | 0,32                | 6,92         | 29,73  | 6              | 4               |
| 2036                             | 2,28                        | 133,91                     | 42,44                          | 1 133,15                 | 41,50                   | 1 668,97       | 94,62   | 0,63                | 11,63        | 36,81  | 10             | 4               | 0,55                             | 108,71                     | 14,29                          | 998,25                   | 41,50                   | 1 064,08       | 96,13   | 0,25                | 6,53         | 29,88  | 6              | 4               |
| 2037                             | 2,24                        | 136,15                     | 43,05                          | 1 176,20                 | 41,50                   | 1 710,47       | 94,79   | 0,61                | 11,79        | 37,43  | 10             | 4               | 0,28                             | 108,99                     | 7,18                           | 1 005,43                 | 41,50                   | 1 105,58       | 96,13   | 0,25                | 6,56         | 29,96  | 3              | 4               |
| 2038                             | 2,22                        | 138,38                     | 43,47                          | 1 219,67                 | 41,50                   | 1 751,98       | 94,88   | 0,61                | 11,91        | 38,04  | 10             | 4               | 0,27                             | 109,25                     | 7,18                           | 1 012,61                 | 41,50                   | 1 147,08       | 96,26   | 0,25                | 6,56         | 30,03  | 3              | 4               |

Таблица 12.1.6 – Прогноз основных технологических показателей разработки (варианты 3-4)

| Годы  | Годовая добыча нефти, тыс.т | Накоп. добыча нефти, тыс.т | Годовая добыча жидкости, тыс.т | Нак. добыча жидк., тыс.т | Закачка рабочего агента |                 | Обв., % | Дебит на 1 скважину |              | КИН, % | Фонд доб. скв. | Фонд нагн. скв. | Годовая добыча нефти, тыс.т                 | Накоп. добыча нефти, тыс.т | Годовая добыча жидкости, тыс.т | Нак. добыча жидк., тыс.т | Закачка рабочего агента |                | Обв., % | Дебит на 1 скважину |              | КИН, % | Фонд доб. скв. | Фонд нагн. скв. |
|---|-----------------------------|----------------------------|--------------------------------|--------------------------|-------------------------|-----------------|---------|---------------------|--------------|--------|----------------|-----------------|---|----------------------------|--------------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------|---------|---------------------|--------------|--------|----------------|-----------------|
|   |                             |                            |                                |                          | годовая, млн.м3         | накопл., млн.м3 |         | нефти, т/сут        | жидк., т/сут |        |                |                 |   |                            |                                |                          | годовая, тыс.т          | накопл., тыс.т |         | нефти, т/сут        | жидк., т/сут |        |                |                 |
| Вариант 3. Закачка воздуха 10000 м³/сут/скв |                             |                            |                                |                          |                         |                 |         |                     |              |        |                |                 | Вариант 4. Закачка воздуха 20000 м³/сут/скв |                            |                                |                          |                         |                |         |                     |              |        |                |                 |
| 2020  | 5,99                        | 78,74                      | 34,42                          | 412,28                   | 4,86                    | 4,86            | 82,60   | 1,26                | 7,25         | 21,65  | 13             | 2               | 5,99  | 78,74                      | 34,42                          | 412,28                   | 4,86                    | 4,86           | 82,61   | 1,26                | 7,25         | 21,65  | 13             | 2               |
| 2021  | 8,47                        | 87,21                      | 21,11                          | 433,39                   | 7,30                    | 12,16           | 59,88   | 1,79                | 4,45         | 23,98  | 13             | 2               | 8,47  | 87,21                      | 21,11                          | 433,39                   | 10,36                   | 15,22          | 59,88   | 1,78                | 4,45         | 23,97  | 13             | 2               |
| 2022  | 8,28                        | 95,49                      | 13,72                          | 447,11                   | 7,30                    | 19,46           | 39,65   | 1,74                | 2,89         | 26,25  | 13             | 2               | 9,52  | 96,73                      | 15,56                          | 448,95                   | 14,60                   | 29,82          | 38,83   | 2,01                | 3,28         | 26,59  | 13             | 2               |
| 2023  | 6,76                        | 102,25                     | 10,43                          | 457,54                   | 7,30                    | 26,76           | 35,22   | 1,85                | 2,86         | 28,11  | 13             | 2               | 8,99  | 105,71                     | 13,76                          | 462,71                   | 14,60                   | 44,42          | 34,68   | 1,89                | 2,90         | 29,06  | 13             | 2               |
| 2024  | 6,37                        | 108,62                     | 9,76                           | 467,30                   | 7,32                    | 34,08           | 34,72   | 1,45                | 2,23         | 29,86  | 12             | 2               | 8,78  | 114,49                     | 13,25                          | 475,96                   | 14,64                   | 59,06          | 33,75   | 1,85                | 2,79         | 31,48  | 13             | 2               |
| 2025  | 5,25                        | 113,87                     | 8,30                           | 475,60                   | 7,30                    | 41,38           | 36,73   | 1,20                | 1,89         | 31,30  | 12             | 2               | 8,00  | 122,50                     | 12,35                          | 488,31                   | 14,60                   | 73,66          | 35,21   | 1,69                | 2,60         | 33,68  | 13             | 2               |
| 2026  | 4,29                        | 118,16                     | 6,45                           | 482,05                   | 7,30                    | 48,68           | 33,54   | 0,98                | 1,47         | 32,48  | 12             | 2               | 6,62  | 129,11                     | 9,80                           | 498,11                   | 14,60                   | 88,26          | 32,45   | 1,39                | 2,06         | 35,49  | 13             | 2               |
| 2027  | 3,75                        | 121,91                     | 5,54                           | 487,59                   | 7,30                    | 55,98           | 32,24   | 0,86                | 1,26         | 33,51  | 12             | 2               | 5,80  | 134,92                     | 8,17                           | 506,28                   | 14,60                   | 102,86         | 28,96   | 1,32                | 1,86         | 37,09  | 12             | 2               |
| 2028  | 3,42                        | 125,32                     | 4,92                           | 492,50                   | 7,32                    | 63,30           | 30,55   | 0,78                | 1,12         | 34,45  | 12             | 2               | 5,12  | 140,03                     | 7,41                           | 513,69                   | 14,64                   | 117,50         | 30,97   | 1,17                | 1,69         | 38,50  | 12             | 2               |
| 2029  | 3,21                        | 128,54                     | 4,55                           | 497,05                   | 7,30                    | 70,60           | 29,34   | 0,73                | 1,04         | 35,34  | 12             | 2               | 4,59  | 144,62                     | 6,84                           | 520,53                   | 14,60                   | 132,10         | 32,94   | 1,05                | 1,56         | 39,76  | 12             | 2               |
| 2030  | 3,26                        | 131,80                     | 4,41                           | 501,46                   | 7,30                    | 77,90           | 26,09   | 0,74                | 1,01         | 36,23  | 12             | 2               | 4,19  | 148,81                     | 6,40                           | 526,93                   | 14,60                   | 146,70         | 34,51   | 0,96                | 1,46         | 40,91  | 12             | 2               |
| 2031  | 3,48                        | 135,28                     | 4,49                           | 505,96                   | 7,30                    | 85,20           | 22,57   | 0,87                | 1,12         | 37,19  | 11             | 2               | 3,92  | 152,73                     | 6,06                           | 532,99                   | 14,60                   | 161,30         | 35,36   | 0,90                | 1,38         | 41,99  | 12             | 2               |
| 2032  | 3,05                        | 138,33                     | 3,99                           | 509,95                   | 7,32                    | 92,52           | 23,59   | 0,76                | 0,99         | 38,03  | 11             | 2               | 3,75  | 156,48                     | 5,89                           | 538,88                   | 14,64                   | 175,94         | 36,29   | 0,86                | 1,34         | 43,02  | 12             | 2               |
| 2033  | 2,78                        | 141,11                     | 3,67                           | 513,62                   | 7,30                    | 99,82           | 24,36   | 0,69                | 0,91         | 38,79  | 11             | 2               | 3,62  | 160,11                     | 5,72                           | 544,60                   | 14,62                   | 190,56         | 36,65   | 0,83                | 1,31         | 44,01  | 12             | 2               |
| 2034  | 2,58                        | 143,68                     | 3,45                           | 517,07                   | 7,30                    | 107,12          | 25,42   | 0,64                | 0,86         | 39,50  | 11             | 2               | 3,36  | 163,47                     | 5,32                           | 549,92                   | 14,62                   | 205,19         | 36,78   | 0,77                | 1,22         | 44,94  | 12             | 2               |
| 2035  | 2,43                        | 146,11                     | 3,30                           | 520,38                   | 7,29                    | 114,41          | 26,41   | 0,61                | 0,82         | 40,17  | 11             | 2               | 3,11  | 166,58                     | 4,80                           | 554,72                   | 14,63                   | 219,81         | 35,20   | 0,77                | 1,20         | 45,79  | 11             | 2               |
| 2036  | 2,32                        | 148,43                     | 3,18                           | 523,56                   | 7,28                    | 121,68          | 27,03   | 0,58                | 0,79         | 40,81  | 11             | 2               | 2,96  | 169,54                     | 4,62                           | 559,34                   | 14,63                   | 234,44         | 36,00   | 0,74                | 1,15         | 46,61  | 11             | 2               |
| 2037  | 2,22                        | 150,65                     | 3,07                           | 526,62                   | 7,27                    | 128,95          | 27,69   | 0,55                | 0,76         | 41,42  | 11             | 2               | 2,82  | 172,36                     | 4,41                           | 563,75                   | 14,63                   | 249,07         | 35,94   | 0,70                | 1,10         | 47,38  | 11             | 2               |
| 2038  | 2,14                        | 152,79                     | 2,98                           | 529,60                   | 7,26                    | 136,21          | 28,31   | 0,53                | 0,74         | 42,00  | 11             | 2               | 2,66  | 175,03                     | 4,25                           | 568,00                   | 14,63                   | 263,70         | 37,32   | 0,73                | 1,16         | 48,12  | 10             | 2               |



Таблица 12.1.7 – Прогноз основных технологических показателей разработки (варианты 5-6)

| Годы  | Годовая добыча нефти, тыс.т | Накоп. добыча нефти, тыс.т | Годовая добыча жидкости, тыс.т | Нак. добыча жидк., тыс.т | Закачка рабочего агента |                | Обв., % | Дебит на 1 скважину |              | КИН, % | Фонд доб. скв. | Фонд нагн. скв. | Годовая добыча нефти, тыс.т                 | Накоп. добыча нефти, тыс.т | Годовая добыча жидкости, тыс.т | Нак. добыча жидк., тыс.т | Закачка рабочего агента |                | Обв., % | Дебит на 1 скважину |              | КИН, % | Фонд доб. скв. | Фонд нагн. скв. |  |
|---|-----------------------------|----------------------------|--------------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------|---------|---------------------|--------------|--------|----------------|-----------------|---|----------------------------|--------------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------|---------|---------------------|--------------|--------|----------------|-----------------|--|
|   |                             |                            |                                |                          | годовая, тыс.т          | накопл., тыс.т |         | нефти, т/сут        | жидк., т/сут |        |                |                 |   |                            |                                |                          | годовая, тыс.т          | накопл., тыс.т |         | нефти, т/сут        | жидк., т/сут |        |                |                 |  |
|   |                             |                            |                                |                          |                         |                |         |                     |              |        |                |                 |   |                            |                                |                          |                         |                |         |                     |              |        |                |                 |  |
| Вариант 5. Закачка воздуха 30000 м³/сут/скв |                             |                            |                                |                          |                         |                |         |                     |              |        |                |                 | Вариант 6. Закачка воздуха 40000 м³/сут/скв |                            |                                |                          |                         |                |         |                     |              |        |                |                 |  |
| 2020  | 5,99                        | 78,74                      | 34,42                          | 412,28                   | 4,86                    | 4,86           | 82,61   | 1,26                | 7,25         | 21,65  | 13             | 2               | 5,99  | 78,74                      | 34,42                          | 412,28                   | 4,86                    | 4,86           | 82,61   | 1,26                | 7,25         | 21,65  | 13             | 2               |  |
| 2021  | 8,47                        | 87,21                      | 21,11                          | 433,39                   | 10,36                   | 15,22          | 59,88   | 1,78                | 4,45         | 23,97  | 13             | 2               | 8,47  | 87,21                      | 21,11                          | 433,39                   | 10,36                   | 15,22          | 59,88   | 1,78                | 4,45         | 23,97  | 13             | 2               |  |
| 2022  | 9,52                        | 96,73                      | 15,56                          | 448,95                   | 17,66                   | 32,88          | 38,83   | 2,01                | 3,28         | 26,59  | 13             | 2               | 9,52  | 96,73                      | 15,56                          | 448,95                   | 17,66                   | 32,88          | 38,83   | 2,01                | 3,28         | 26,59  | 13             | 2               |  |
| 2023  | 9,76                        | 106,48                     | 15,00                          | 463,95                   | 21,90                   | 54,78          | 34,97   | 2,06                | 3,16         | 29,27  | 13             | 2               | 9,76  | 106,48                     | 15,00                          | 463,95                   | 24,96                   | 57,84          | 34,97   | 2,06                | 3,16         | 29,27  | 13             | 2               |  |
| 2024  | 10,59                       | 117,07                     | 15,84                          | 479,79                   | 21,96                   | 76,74          | 33,14   | 2,23                | 3,34         | 32,18  | 13             | 2               | 10,59                                       | 117,07                     | 15,84                          | 479,79                   | 29,28                   | 87,12          | 33,14   | 2,23                | 3,34         | 32,18  | 13             | 2               |  |
| 2025  | 10,16                       | 127,23                     | 15,66                          | 495,46                   | 21,90                   | 98,64          | 35,16   | 2,14                | 3,30         | 34,98  | 13             | 2               | 10,70                                       | 127,78                     | 16,43                          | 496,22                   | 29,20                   | 116,32         | 34,83   | 2,26                | 3,46         | 35,13  | 13             | 2               |  |
| 2026  | 8,42                        | 135,65                     | 12,48                          | 507,93                   | 21,90                   | 120,54         | 32,51   | 1,77                | 2,63         | 37,29  | 13             | 2               | 9,72  | 137,50                     | 14,76                          | 510,98                   | 29,20                   | 145,52         | 34,16   | 2,22                | 3,37         | 37,80  | 12             | 2               |  |
| 2027  | 7,23                        | 142,88                     | 11,00                          | 518,93                   | 21,90                   | 142,44         | 34,27   | 1,65                | 2,51         | 39,28  | 12             | 2               | 8,74  | 146,24                     | 13,83                          | 524,82                   | 29,20                   | 174,72         | 36,82   | 2,00                | 3,16         | 40,20  | 12             | 2               |  |
| 2028  | 6,40                        | 149,28                     | 10,06                          | 529,00                   | 21,96                   | 164,40         | 36,37   | 1,46                | 2,30         | 41,04  | 12             | 2               | 8,17  | 154,41                     | 13,28                          | 538,10                   | 29,28                   | 204,00         | 38,51   | 1,87                | 3,03         | 42,45  | 12             | 2               |  |
| 2029  | 5,83                        | 155,11                     | 9,35                           | 538,34                   | 21,90                   | 186,30         | 37,60   | 1,33                | 2,13         | 42,64  | 12             | 2               | 7,11  | 161,52                     | 11,80                          | 549,90                   | 29,20                   | 233,20         | 39,74   | 1,62                | 2,69         | 44,40  | 12             | 2               |  |
| 2030  | 5,66                        | 160,78                     | 9,08                           | 547,42                   | 21,90                   | 208,20         | 37,59   | 1,29                | 2,07         | 44,20  | 12             | 2               | 6,02  | 167,53                     | 9,76                           | 559,66                   | 29,20                   | 262,40         | 38,35   | 1,37                | 2,23         | 46,06  | 12             | 2               |  |
| 2031  | 4,99                        | 165,77                     | 8,02                           | 555,44                   | 21,90                   | 230,10         | 37,78   | 1,14                | 1,83         | 45,57  | 12             | 2               | 5,49  | 173,02                     | 8,98                           | 568,64                   | 29,20                   | 291,60         | 38,89   | 1,50                | 2,46         | 47,56  | 10             | 2               |  |
| 2032  | 4,55                        | 170,32                     | 7,28                           | 562,72                   | 21,96                   | 252,06         | 37,51   | 1,13                | 1,81         | 46,82  | 11             | 2               | 5,19  | 178,21                     | 8,57                           | 577,21                   | 29,28                   | 320,88         | 39,44   | 1,58                | 2,61         | 48,99  | 9              | 2               |  |
| 2033  | 4,12                        | 174,43                     | 6,61                           | 569,32                   | 21,90                   | 273,96         | 37,67   | 1,03                | 1,65         | 47,95  | 11             | 2               | 4,87  | 183,08                     | 8,30                           | 585,51                   | 29,20                   | 350,08         | 41,35   | 1,67                | 2,84         | 50,33  | 8              | 2               |  |
| 2034  | 3,88                        | 178,31                     | 6,36                           | 575,68                   | 21,90                   | 295,86         | 39,05   | 1,18                | 1,94         | 49,02  | 9              | 2               | 4,58  | 187,66                     | 7,94                           | 593,44                   | 29,20                   | 379,28         | 42,30   | 1,79                | 3,11         | 51,59  | 7              | 2               |  |
| 2035  | 3,70                        | 182,02                     | 6,10                           | 581,79                   | 21,96                   | 317,82         | 39,32   | 1,13                | 1,86         | 50,04  | 9              | 2               | 4,38  | 192,03                     | 7,39                           | 600,83                   | 29,20                   | 408,48         | 40,78   | 2,00                | 3,38         | 52,79  | 6              | 2               |  |
| 2036  | 3,44                        | 185,46                     | 5,83                           | 587,62                   | 21,90                   | 339,72         | 41,00   | 1,18                | 2,00         | 50,98  | 8              | 2               | 4,41  | 196,44                     | 7,77                           | 608,60                   | 29,28                   | 437,76         | 43,24   | 3,02                | 5,32         | 54,00  | 4              | 2               |  |
| 2037  | 3,35                        | 188,81                     | 5,73                           | 593,35                   | 21,90                   | 361,62         | 41,50   | 1,31                | 2,24         | 51,91  | 7              | 2               | 3,80  | 200,24                     | 7,08                           | 615,68                   | 29,20                   | 466,96         | 46,35   | 2,60                | 4,85         | 55,05  | 4              | 2               |  |
| 2038  | 3,21                        | 192,02                     | 5,47                           | 598,81                   | 21,96                   | 383,58         | 41,33   | 1,46                | 2,50         | 52,79  | 6              | 2               | 3,72  | 203,96                     | 6,84                           | 622,53                   | 29,20                   | 496,16         | 45,70   | 2,55                | 4,69         | 56,07  | 4              | 2               |  |





**12.1.7 Проектирование системы сбора и транспорта скважинной продукции****Технологические решения по проектированию технологического процесса для закачки пара на выбранном участке (вариант 1)**

Согласно принятых решений, по варианту 1 предусматривается организация закачки пара на выбранном участке. В выбранный участок входят 11 реагирующих скважин: №3804, 3805, 5334, 5773, 5774, 5779, 5787, 5788, 5796, 5803 и 5804. Три скважины остаются паронагнетательными 2559, 4771 и 5795, а также контрольная скважина 5740 переводится под нагнетание пара.

Список оборудования, необходимого для обустройства участка по варианту 1 приведен в таблице 12.2.8.

**Таблица 12.1.8 – Список оборудования для обустройства участка по варианту 1 (закачка пара)**

| № п/п | Мероприятие   | ЕИ  | Кол-во |
|-------|---|-----|--------|
| 1     | Подключение проектных паронагнетательных скважин, всего               | ед. | 1      |
| 2     | Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемого пара | ед. | 1      |
| 3     | Прокладка мобильных паропроводов                                      | м   | 450    |

**Технологические решения по проектированию технологического процесса для закачки воды температурой 236°C на выбранном участке (вариант 2)**

По варианту 2 предусматривается организация закачки горячей воды на выбранном участке. В выбранный участок входят 11 реагирующих скважин: №3804, 3805, 5334, 5773, 5774, 5779, 5787, 5788, 5796, 5803 и 5804. Три нагнетательные скважины – 2559, 4771 и 5795, а также контрольная скважина 5740 переводится под нагнетание воды с температурой 236°C.

Список оборудования приведен в таблице 12.2.9.

**Таблица 12.1.9 – Список оборудования для обустройства участка по варианту 2 (закачка горячей воды)**

| № п/п | Мероприятие   | ЕИ  | Кол-во |
|-------|---|-----|--------|
| 1     | Подключение проектных нагнетательных скважин, всего   | ед. | 4      |
| 2     | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (4МПа, 270°C)   | м   | 1500   |
| 3     | Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды  | ед. | 4      |
| 4     | Монтаж на устье контролирующего оборудования (  | ед. | 4      |
| 5     | Установка печей подогрева типа YZG (270°C, 140 м³/сут)  | ед. | 1      |
| 6     | Монтаж газопровода Ду-100мм   | м   | 1100   |
| 7     | Расход диспергатора минеральных отложений типа «Рандим-4021» СТ ТОО 38626239-34-2007 (будет определен на основании химических исследований) | г/т | ~30    |
| 8     | Расход диспергатора минеральных отложений типа «Рандим-4021» СТ ТОО 38626239-34-2007(будет определен на основании химических исследований)  | т/г | ~1,25  |
| 9     | Блок реагентов (БР-2,5)   | шт. | 1      |

**Технологические решения по проектированию технологического процесса для ВПГ**

Данным ОПИ предусматривается организация внутрислоевого горения на выбранном участке. В выбранный участок входят 13 реагирующих скважин.

Для организации ВПГ на данном участке, потребуется:



1. Переключить существующие скважины 3804, 3805, 5334, 5773, 5774, 5787, 5788, 5803, 5804, 2559, 4771, 5795, 5740 к проектной системе сбора, для чего потребуется монтаж выкидных стальных трубопроводов Ду-100 мм, общей протяженностью 1750 метров и стальных трубопроводов Ду 150 мм, общей протяженностью 800 метров.

2. Смонтировать 2 комплекта поршневых компрессоров для нагнетания воздуха.

3. Проложить выкидные стальные трубопроводы для закачки воздуха, Ду-150 мм, общей протяженностью 350 метров.

4. Построить групповую установку для участка ОПИ.

Список оборудования приведен в таблице 12.2.10.

**Таблица 12.1.10 – Список оборудования для обустройства участка по вариантам 3-6 (закачка воздуха)**

| № п/п | Мероприятие   | ЕИ  | Кол-во |
|-------|---|-----|--------|
| 1     | Подключение скважин к системе сбора, всего  | ед. | 13     |
| 2     | Монтаж выкидных стальных трубопроводов Ду-100мм   | м   | 1750   |
| 3     | Монтаж выкидных стальных трубопроводов Ду-150мм   | м   | 800    |
| 4     | Монтаж газопровода Ду-150мм   | м   | 1100   |
| 5     | Монтаж поршневого компрессора с рабочим давлением до 4-х МПа, производительностью 43,5 нм <sup>3</sup> /мин | ед. | 2      |
| 6     | Монтаж выкидных стальных трубопроводов Ду-150 мм (для закачки воздуха)                                      | м   | 350    |
| 7     | НГС-0,6-1200 V-6,3 м <sup>3</sup>   | ед. | 1      |
| 8     | Насосы откачки жидкости типа А1 3В 0,25/25 (ГМС Ливгидромаш)  | ед. | 2      |
| 9     | Мембранная установка  | ед. | 1      |
| 10    | Поршневой газовый компрессор 305ГП-20/18  | ед. | 4      |
| 11    | Дренажная емкость V-8м <sup>3</sup>   | ед. | 1      |
| 12    | Трубчатый электронагреватель (ТЭН)  | ед. | 1      |
| 13    | Факельная система   | ед. | 1      |

#### 12.1.8 Технико-экономический анализ проектных решений

Экономическая оценка проекта проводилась в соответствии с «Основными правилами экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов» и учитывают особенности международных стандартов экономической оценки эффективности инвестиционных проектов.

Целью экономического анализа проекта является определение экономической эффективности проведения опытно-промышленных испытаний (далее – ОПИ) по внедрению технологии ВПП на опытных участках месторождения Каражанбас.

В данном проекте рассматривается 6 вариантов разработки:

**Первый вариант** – базовый вариант, предусматривает разработку участка с закачкой в пласт пара.

**Второй вариант** – предусматривает разработку участка с закачкой в пласт горячей воды.

**Варианты 3, 4, 5, 6** – предусматривают разработку исследуемого участка с закачкой в пласт воздуха. Данные варианты отличаются между собой следующими



объемами закачиваемого воздуха: 10 000, 20 000, 30 000, и 40 000  $\text{м}^3/\text{сутки/скв}$  соответственно.

Для экономической оценки были приняты прогнозные технологические показатели и действующие стоимостные показатели по осуществлению данного мероприятия на месторождении Каражанбас.

Результаты расчетов описаны и представлены в прогнозных ценах, то есть с учетом инфляции. Инфляция, в расчетах принята на уровне 4% в год согласно прогнозу АО «НК «КазМунайГаз».

В расчетах принято, что все стоимостные показатели данного проекта за период с 2020 по 2025 год будет различного уровня с учетом ежегодной эскалации. Далее, начиная с 2026 года и до конца проектного срока будет принята с учетом ежегодной инфляции в 4% без влияния эскалации.

**Дисконтирование** проводилось исходя из теории временной стоимости денег для получения суммы потоков платежей, приведенных к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных денежных потоков принята годовая ставка дисконтирования WACC АО «НК «КазМунайГаз», которая равна 15%.

**Технико-экономическая оценка** и сравнение вариантов внедрения технологии ВПГ (6 вариантов) проводились по основным критериям доходности, к которым относятся потоки денежной наличности (CASH FLOW), чистая приведенная стоимость (NPV), срок окупаемости по недисконтированному и дисконтированному потокам денежной наличности (PP, DPP) и индекс доходности проекта (PI).

**Масштабы цен**, приведенные в расчетах, позволяют сопоставить полученные результаты экономической оценки. Для определения стоимости реализации нефти все стоимостные показатели из долларов США были переведены в национальную валюту – тенге.

В соответствии с макроэкономическими показателями прогноза АО НК «КМГ» обменный курс РК будет неизменным и составит 430 тенге за 1\$ США. Результаты расчетов представлены в тенге и тыс. тенге.

**Источниками финансирования** капитальных вложений являются собственные денежные средства недропользователя. Предполагается, что заемные средства для финансирования проекта привлекаться не будут.

#### **Расходы и доходы по проекту**

##### **Капитальные вложения**

Расчет стоимости капитальных вложений в рамках настоящего проекта производился с использованием бюджетных и сметных показателей стоимости строительства. Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные



показатели по технологии и технике добычи, подготовке и транспортировке продукции УВ, а также данные по удельным объемам строительства.

Кроме того, в составе капитальных вложений были учтены затраты на капитальный ремонт оборудования, установок и выкидных трубопроводов нефтепромысла месторождения Каражанбас. Предполагается, что капитальный ремонт будет производиться, начиная с 2025 года ежегодно в размере 0,2% от первоначальной стоимости основных фондов.

Величина капитальных вложений по рассматриваемым вариантам разработки опытного участка представлены в таблицах 12.2.11-12.2.13.

Таблица 12.1.11 – Капитальные вложения по варианту 1 (закачка пара) без учета НДС

| № п/п | Мероприятия  | Ед. изм.         | Кол-во | Итого тыс. тенге |
|-------|--|------------------|--------|------------------|
| 1     | Подключение проектных паронагнетательных скважин, всего  | ед.              | 1      | 5 256            |
|       | Вывод из б/д   | ед.              | 1      | 5 256            |
| 2     | Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемого пара  | ед.              | 1      | 12 401           |
| 3     | Прокладка мобильных паропроводов   | м                | 450    | 29 648           |
| 4     | Временные здания и сооружения - 3,5%   | тыс.тенге        |        | 1 656            |
| 5     | Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных (ремонтно-строительных) работ в зимнее время - 0,84% | тыс.тенге        |        | 411              |
| 6     | Непредвиденные работы и затраты - 2%   | тыс.тенге        |        | 987,44           |
| 7     | <b>ВСЕГО без учета инфляции</b>  | <b>тыс.тенге</b> |        | <b>50 360</b>    |
| 8     | <b>ВСЕГО с учетом инфляции</b>   | <b>тыс.тенге</b> |        | <b>66 800</b>    |

Таблица 12.1.12 – Капитальные вложения по варианту 2 (закачка горячей воды) без учета НДС

| № п/п | Мероприятия  | Ед. изм.         | Кол-во | Итого тыс. тенге |
|-------|--|------------------|--------|------------------|
| 1     | Подключение проектных водонагнетательных скважин, всего  | ед.              | 1      | 14 440           |
|       | Вывод из б/д   | ед.              | 1      | 14 440           |
| 2     | Прокладка выкидных нагнетательных трубопроводов (стеклопластиковые 4") (4 МПа)                                     | м                | 1500   | 4 569            |
| 3     | Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды   | ед.              | 1      | 49 604           |
| 4     | Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан)   | ед.              | 1      | 1 104            |
| 5     | Временные здания и сооружения - 3,5%   | тыс.тенге        |        | 2 440            |
| 6     | Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных (ремонтно-строительных) работ в зимнее время - 0,84% | тыс.тенге        |        | 606              |
| 7     | Непредвиденные работы и затраты - 2%   | тыс.тенге        |        | 1 455            |
| 8     | <b>ВСЕГО без учета инфляции</b>  | <b>тыс.тенге</b> |        | <b>74 219</b>    |
| 9     | <b>ВСЕГО с учетом инфляции</b>   | <b>тыс.тенге</b> |        | <b>95 831</b>    |



Таблица 12.1.13 – Капитальные вложения по вариантам 3-6 (закачка воздуха) без учета НДС

| № п/п | Мероприятия  | Ед. изм.         | Кол-во | Итого тыс. тенге |
|-------|--|------------------|--------|------------------|
| 1     | Подключение проектных скважин, всего   | ед.              | 6      | 97 763           |
|       | Перевод под нагнетание   | ед.              | 2      | 32 588           |
| 2     | Перевод под добычу   | ед.              | 4      | 65 175           |
| 3     | Монтаж выкидных стальных трубопроводов Ду-100 мм   | м                | 1750   | 17 093           |
| 4     | Монтаж выкидных стальных трубопроводов Ду-150 мм   | м                | 800    | 14 462           |
| 5     | Монтаж газопровода Ду-150 мм   | м                | 1100   | 26 735           |
| 6     | Монтаж поршневого компрессора с рабочим давлением до 2-х МПа, производительностью 28/40 нм3/мин                    | ед.              | 2      | 382 582          |
| 7     | Монтаж выкидных стальных трубопроводов Ду-150 мм (для закачки воздуха)   | м                | 350    | 6 327            |
| 8     | НГС-0,6-1200 V-6,3 м3  | ед.              | 1      | 11 250           |
| 9     | Насосы откачки жидкости типа A1 2BV 16/16  | ед.              | 2      | 3 268            |
| 10    | Мембранная установка для отделения CO2 и H2S   | ед.              | 1      | 74 623           |
| 11    | Поршневой газовый компрессор 305 ГП-20/18  | ед.              | 4      | 216 527          |
| 12    | Дренажная емкость V-8м3  | ед.              | 1      | 6 121            |
| 13    | Трубчатый электрический нагреватель  | ед.              | 1      | 777              |
| 14    | Факельная система  | ед.              | 1      | 373 502          |
| 15    | Временные здания и сооружения - 3,5%   | тыс.тенге        |        | 43 086           |
| 16    | Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных (ремонтно-строительных) работ в зимнее время - 0,84% | тыс.тенге        |        | 10 703           |
| 17    | Непредвиденные работы и затраты - 2%   | тыс.тенге        |        | 25 696           |
| 18    | <b>ВСЕГО без учета инфляции</b>  | <b>тыс.тенге</b> |        | <b>1 310 516</b> |
| 19    | <b>ВСЕГО с учетом инфляции</b>   | <b>тыс.тенге</b> |        | <b>1 523 563</b> |

### Эксплуатационные затраты

Моделирование эксплуатационных затрат проводилось в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти. Расчет эксплуатационных затрат произведен на основании исходных данных, представленных АО «Каражанбасмунай».

В состав эксплуатационных расходов были включены затраты, связанные с добычей нефти, закачкой воды и пара, а также производственные затраты, зависящие от количества скважин.

Структура эксплуатационных затрат по вариантам 1 и 2 включает в себя:

- затраты, зависящие от объемов добычи нефти;
- затраты, зависящие от количества скважин;
- затраты на воду для производства и закачки пара;



- затраты на газ для производства и закачки пара;
- затраты на электроэнергию для производства и закачки пара;
- затраты на соль техническую для производства и закачки пара;
- затраты на закачку воды;
- амортизация ОС.

Для реализации вариантов 3-6 потребуются следующие дополнительные затраты:

- затраты на электроэнергию для закачки воздуха;
- затраты на дополнительные исследования скважин.

Амортизация основных фондов была рассчитана от балансовой стоимости материальных активов с полезным сроком эксплуатации более одного года, используемых для получения дохода. Норма расчета амортизации взята на уровне 15% годовых.

Нормативы эксплуатационных затрат определялись на основе данных о структуре себестоимости нефти и технико-экономических данных недропользователя. Исходные данные, использованные в расчетах для оценки эффективности проекта представлены в таблице 12.2.14.

#### **Доходы по проекту**

Источниками доходов настоящей работы будут поступления от реализации нефти.

Доход от реализации нефти был рассчитан по «netback» или чистой производственной цене АО «Каражанбасмунай», которая представляет собой экономически обоснованный уровень мировой цены на нефть, скорректированный в сторону уменьшения логистических затрат (расходы на реализацию продукции) и налоговых нагрузок (рентный налог, ЭТП и др. таможенные платежи). При очищенной «netback» цене учитываются различные корректировки, колебания цены и доли реализации нефти на внешний и внутренний рынки. В состав логистических затрат АО «Каражанбасмунай» включаются все затраты по управлению материальными потоками по всей логистической системе от недропользователя до конечного потребителя.

Цена реализации нефти «netback» представлена в таблице 12.2.14.



Таблица 12.1.14 – Исходные показатели для экономической оценки

| Наименование показателей  | ЕИ              | 2020   | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  | 2032  | 2033  | 2034  | 2035  | 2036  | 2037  | 2038  |
|---|-----------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Цена netback (нетбэк) на 2020 г.  | тг/тонна        | 64375  | 64375 | 77017 | 88957 | 88718 | 88423 | 84542 | 86206 | 88002 | 89743 | 89600 | 90788 | 92051 | 88249 | 89542 | 89953 | 91752 | 93587 | 95459 |
| Условно-переменные расходы на добычу 1 тонны нефти                                    | тг/тонна        | 2342   | 2331  | 2447  | 2477  | 2507  | 2538  | 2639  | 2745  | 2854  | 2969  | 3087  | 3211  | 3339  | 3473  | 3612  | 3756  | 3906  | 4063  | 4225  |
| Условно-постоянные, зависящие от количества скважин в зоне закачки пара, с учетом ФОТ | тыс.тенге/в год | 15727  | 16246 | 15828 | 15849 | 15656 | 15315 | 15927 | 16564 | 17227 | 17916 | 18632 | 19378 | 20153 | 20959 | 21797 | 22669 | 23576 | 24519 | 25500 |
| Затраты относящиеся к производству и закачке пара                                     |                 |        |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Затраты на воду для производства и закачки пара                                       | тг/тонна        | 572    | 700   | 1400  | 1400  | 1400  | 1400  | 1456  | 1515  | 1575  | 1638  | 1704  | 1772  | 1843  | 1916  | 1993  | 2073  | 2156  | 2242  | 2332  |
| Затраты на газ для производства и закачки пара  | тг/тонна        | 1102   | 1090  | 1308  | 1373  | 1373  | 1373  | 1428  | 1485  | 1545  | 1606  | 1671  | 1738  | 1807  | 1879  | 1954  | 2033  | 2114  | 2199  | 2286  |
| Затраты на электроэнергию для производства и закачки пара                             | тг/тонна        | 148    | 141   | 144   | 147   | 150   | 153   | 159   | 165   | 172   | 179   | 186   | 193   | 201   | 209   | 217   | 226   | 235   | 245   | 254   |
| Затраты на соль техническую для производства и закачки пара                           | тг/тонна        | 14     | 13    | 2     | 2     | 2     | 2     | 2     | 2     | 2     | 2     | 2     | 2     | 2     | 2     | 2     | 3     | 3     | 3     | 3     |
| Затраты относящиеся к закачке попутной воды   |                 |        |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Затраты на закачку попутной воды  | тенге/м³        | 105    | 119   | 107   | 108   | 108   | 109   | 114   | 118   | 123   | 128   | 133   | 138   | 144   | 150   | 156   | 162   | 168   | 175   | 182   |
| Затраты относящиеся к закачке воздуха   |                 |        |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Затраты на электроэнергию для закачки воздуха   | тенге/кВт*час   | 18,8   | 19,3  | 19,7  | 20,1  | 20,5  | 20,9  | 21,7  | 22,6  | 23,5  | 24,4  | 25,4  | 26,4  | 27,5  | 28,6  | 29,7  | 30,9  | 32,2  | 33,4  | 34,8  |
| Затраты на исследование скважин   | тыс.тенге       | 115589 | 79087 | 82413 | 5713  | 9039  | 5713  | 9401  | 6179  | 10168 | 6684  | 10997 | 7229  | 11895 | 7819  | 12865 | 8457  | 13915 | 9147  | 15051 |



### Технико-экономический анализ эффективности проекта

Расчет экономической эффективности внедрения ВПГ в нагнетательных скважинах проводился на основе прогнозных технико-технологических показателей.

В результате проведенных расчетов были определены выручка от реализации продукции, эксплуатационные затраты на добычу нефти, инвестиций в капитальное вложение, а также чистые и дисконтированные потоки денежной наличности.

При оценке экономической эффективности вариантов разработки в работе использовались основные и оценочные показатели.

К основным показателям эффективности относятся:

- денежные потоки (CASH FLOW);
- дисконтированные денежные потоки (NPV);
- внутренняя норма доходности (IRR);
- индекс доходности (PI);
- срок окупаемости проекта (PP);

К оценочным показателям относятся:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты;

Чистый денежный поток представляет собой разность между суммами поступлений и выплат денежных средств компании за определенный период времени. Чистый денежный поток используется для расчёта показателей экономической эффективности инвестиций, а также для анализа движения денежных средств.

В целях определения ценности проекта был рассчитан дисконтированный поток денежных средств, который является основным критерием оценки эффективности проекта. На основе денежного потока были рассчитаны внутренняя норма дохода и срок окупаемости проекта. Дисконтирование – метод приведения будущих денежных потоков к текущему периоду с учетом изменения стоимости денег с течением времени.

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для решения вопроса об эффективности предложенного проекта. Решение о принятии его к реализации принимается с учетом результатов анализа всех полученных интегральных показателей.

В настоящем отчете технико-экономический анализ проведен по шести разным вариантам, отличающимся между собой различными технико-технологическими характеристиками.

Результаты расчета экономической эффективности по рассматриваемым вариантам представлены в таблицах 12.2.15-12.2.17. **Error! Reference source not found.**, итоговые показатели по всем вариантам приведены в таблице 12.2.18-12.2.19.





Таблица 12.1.15 – Расчет экономической эффективности проекта по варианту 1

| Составляющие  | Ед. изм | Итого за рентабельный период |
|---|---------|------------------------------|
| Выручка от реализации (без НДС)                             | млн.тг  | 2 774                        |
| Эксплуатационные затраты, в том числе:                      | млн.тг  | 2 431                        |
| затраты, зависящие от объема добычи нефти                   | млн.тг  | 87                           |
| затраты, зависящие от количества скважин                    | млн.тг  | 1 398                        |
| затраты на воду для производства и закачки пара             | млн.тг  | 409                          |
| затраты на газ для производства и закачки пара              | млн.тг  | 437                          |
| затраты на электроэнергию для производства и закачки пара   | млн.тг  | 50                           |
| затраты на соль техническую для производства и закачки пара | млн.тг  | 2                            |
| амортизация ОС  | млн.тг  | 49                           |
| Операционный доход  | млн.тг  | 344                          |
| КПН, 20%  | млн.тг  | 69                           |
| Капитальные вложения  | млн.тг  | 37                           |
| Итого отток средств   | млн.тг  | 2 488                        |
| Поток денежной наличности                                   | млн.тг  | 286                          |
| Накопленный поток денежной наличности                       | млн.тг  | 286                          |
| Чистая приведенная стоимость, при ставке дисконта в 15%     | млн.тг  | 184                          |
| Накопленный дисконтированный поток денежной наличности      | млн.тг  | 184                          |
| Внутренняя норма рентабельности - IRR                       | %       | не определяется              |
| Окупаемость проекта, PP                                     | лет     | -                            |
| Окупаемость проекта, DPP при ставке 15%                     | лет     | -                            |

Таблица 12.1.16 – Расчет экономической эффективности проекта по варианту 2

| Составляющие  | Ед. изм | Итого за рентабельный период |
|---|---------|------------------------------|
| Выручка от реализации (без НДС)                         | млн.тг  | 1 520                        |
| Эксплуатационные затраты, в том числе:                  | млн.тг  | 1 177                        |
| затраты, зависящие от объема добычи нефти               | млн.тг  | 49                           |
| затраты, зависящие от количества скважин                | млн.тг  | 1 041                        |
| затраты на закачку воды                                 | млн.тг  | 27                           |
| амортизация ОС  | млн.тг  | 60                           |
| Операционный доход                                      | млн.тг  | 343                          |
| КПН, 20%  | млн.тг  | 69                           |
| Капитальные вложения                                    | млн.тг  | 55                           |
| Итого отток средств                                     | млн.тг  | 1 241                        |
| Поток денежной наличности                               | млн.тг  | 279                          |
| Накопленный поток денежной наличности                   | млн.тг  | 279                          |
| Чистая приведенная стоимость, при ставке дисконта в 15% | млн.тг  | 228                          |
| Накопленный дисконтированный поток денежной наличности  | млн.тг  | 228                          |
| Внутренняя норма рентабельности - IRR                   | %       | не определяется              |
| Окупаемость проекта, PP                                 | лет     | -                            |
| Окупаемость проекта, DPP при ставке 15%                 | лет     | -                            |



Таблица 12.1.17 – Расчет экономической эффективности проекта по вариантам 3-6

| Составляющие  | Ед. изм. | Вариант 3                    | Вариант 4 | Вариант 5 | Вариант 6 |
|---|----------|------------------------------|-----------|-----------|-----------|
|   |          | Итого за рентабельный период |           |           |           |
| Выручка от реализации (без НДС)                         | млн.тг   | 4 185                        | 6 603     | 8 170     | 11 213    |
| Эксплуатационные затраты, в том числе:                  | млн.тг   | 3 870                        | 5 087     | 5 753     | 7 867     |
| затраты, зависящие от объема добычи нефти               | млн.тг   | 131                          | 209       | 260       | 381       |
| затраты, зависящие от количества скважин                | млн.тг   | 1 876                        | 2 514     | 2 735     | 3 391     |
| затраты на электроэнергию для закачки воздуха           | млн.тг   | 220                          | 597       | 958       | 2 166     |
| затраты на исследования                                 | млн.тг   | 323                          | 348       | 360       | 427       |
| амортизация ОС  | млн.тг   | 1 319                        | 1 419     | 1 440     | 1 502     |
| Операционный доход                                      | млн.тг   | 315                          | 1 516     | 2 417     | 3 346     |
| КПН, 20%  | млн.тг   | 128                          | 365       | 546       | 731       |
| Капитальные вложения                                    | млн.тг   | 1 097                        | 1 177     | 1 206     | 1 405     |
| Итого отток средств                                     | млн.тг   | 3 776                        | 5 210     | 6 065     | 8 502     |
| Поток денежной наличности                               | млн.тг   | 409                          | 1 392     | 2 105     | 2 711     |
| Накопленный поток денежной наличности                   | млн.тг   | 409                          | 1 392     | 2 105     | 2 711     |
| Чистая приведенная стоимость, при ставке дисконта в 15% | млн.тг   | -72                          | 390       | 673       | 821       |
| Накопленный дисконтированный поток денежной наличности  | млн.тг   | -72                          | 390       | 673       | 821       |
| Внутренняя норма рентабельности - IRR                   | %        | 12%                          | 27%       | 32%       | 34%       |
| Окупаемость проекта, PP                                 | лет      | 4,6                          | 4         | 3,9       | 3,9       |
| Окупаемость проекта, DPP при ставке 15%                 | лет      | 9                            | 5         | 4,8       | 4,8       |



Таблица 12.1.18 – Интегральные экономические показатели за рентабельный период

| №<br>п/п | Наименование показателей  | ЕИ            | Вариант 1          | Вариант 2          | Вариант 3    | Вариант 4 | Вариант 5 | Вариант 6        | Отклонения |            |            |            |              |
|----------|---|---------------|--------------------|--------------------|--------------|-----------|-----------|------------------|------------|------------|------------|------------|--------------|
| 1        | 2   | 3             | 4                  | 5                  | 6            | 7         | 8         | 9                | 10 = 5 - 4 | 11 = 6 - 4 | 12 = 7 - 4 | 13 = 8 - 4 | 14 = 9 - 4   |
| 1        | Рентабельный период   | годы          | 2020-2027          | 2020-2025          | 2020-2028    | 2020-2031 | 2020-2032 | <b>2020-2038</b> | -          | -          | -          | -          | -            |
| 2        | Добыча нефти  | тыс.<br>тонн  | 34,8               | 20,3               | 52,6         | 80,0      | 97,6      | <b>131,2</b>     | -15        | 18         | 45         | 63         | <b>96</b>    |
| 3        | Рентабельный КИН  | д.е.          | 0,296              | 0,256              | 0,345        | 0,420     | 0,468     | <b>0,561</b>     | -          | -          | -          | -          | -            |
| 4        | Выручка от реализации продукции   | млн.<br>тенге | 2 774              | 1 520              | 4 185        | 6 603     | 8 170     | <b>11 213</b>    | -1 255     | 1 411      | 3 828      | 5 396      | <b>8 438</b> |
| 5        | Эксплуатационные затраты  | млн.<br>тенге | 2 431              | 1 177              | 3 870        | 5 087     | 5 753     | <b>7 867</b>     | -1 254     | 1 439      | 2 656      | 3 322      | <b>5 436</b> |
| 6        | Операционная прибыль<br>(выручка – эксплуатационные<br>затраты)                                 | млн.<br>тенге | 344                | 343                | 315          | 1 516     | 2 417     | <b>3 346</b>     | -1         | -28        | 1 172      | 2 074      | <b>3 002</b> |
| 7        | КПН, 20%  | млн.<br>тенге | 69                 | 69                 | 128          | 365       | 546       | <b>731</b>       | 0          | 59         | 297        | 477        | <b>663</b>   |
| 8        | Капитальные вложения  | млн.<br>тенге | 37                 | 55                 | 1 097        | 1 177     | 1 206     | <b>1 405</b>     | 18         | 1 060      | 1 140      | 1 169      | <b>1 368</b> |
| 9        | Потоки денежной наличности<br>(выручка – эксплуатационные<br>затраты – капитальные<br>вложения) | млн.<br>тенге | 286                | 279                | 409          | 1 392     | 2 105     | <b>2 711</b>     | -7         | 123        | 1 106      | 1 819      | <b>2 425</b> |
| 10       | Дисконтированные денежные<br>потоки при ставке дисконта<br>15%                                  | млн.<br>тенге | 184                | 228                | -72          | 390       | 673       | <b>821</b>       | 44         | -256       | 206        | 489        | <b>637</b>   |
| 11       | Срок окупаемости, РР  | лет           | менее года         | менее года         | 4,6          | 4,0       | 3,9       | <b>3,9</b>       | -          | -          | -          | -          | -            |
| 12       | Срок окупаемости, DPP при<br>ставке 15%   | лет           | менее года         | менее года         | не окупается | 5,0       | 4,8       | <b>4,8</b>       | -          | -          | -          | -          | -            |
| 13       | Внутренняя норма<br>доходности, IRR   | %             | не<br>определяется | не<br>определяется | 12%          | 27%       | 32%       | <b>34%</b>       | -          | -          | -          | -          | -            |
| 14       | Индекс доходности, PI   | д.е.          | -                  | -                  | 0,95         | 1,3       | 1,4       | <b>1,5</b>       | -          | -          | -          | -          | -            |

Таблица 12.1.19 – Интегральные экономические показатели за лицензионный период

| № п/п | Наименование показателей   | ЕИ         | Вариант 1       | Вариант 2       | Вариант 3    | Вариант 4 | Вариант 5 | Вариант 6 | Отклонения |            |            |            |            |
|-------|--|------------|-----------------|-----------------|--------------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 1     | 2  | 3          | 4               | 5               | 6            | 7         | 8         | 9         | 10 = 5 - 4 | 11 = 6 - 4 | 12 = 7 - 4 | 13 = 8 - 4 | 14 = 9 - 4 |
| 1     | Рентабельный период  | годы       | 2020-2035       | 2020-2035       | 2020-2035    | 2020-2035 | 2020-2035 | 2020-2035 | -          | -          | -          | -          | -          |
| 2     | Добыча нефти   | тыс. тонн  | 58,8            | 35,4            | 73,4         | 93,8      | 109,3     | 119,3     | -23,5      | 14,5       | 34,9       | 50,4       | 60,4       |
| 3     | Рентабельный КИН   | д.е.       | 0,362           | 0,297           | 0,402        | 0,458     | 0,500     | 0,528     | -          | -          | -          | -          | -          |
| 4     | Выручка от реализации продукции  | млн. тенге | 4 929           | 2 862           | 6 057        | 7 849     | 9 214     | 10 098    | -2 067     | 1 128      | 2 920      | 4 285      | 5 169      |
| 5     | Эксплуатационные затраты   | млн. тенге | 5 502           | 3 169           | 6 241        | 6 527     | 6 822     | 6 973     | -2 333     | 740        | 1 026      | 1 321      | 1 471      |
| 6     | Операционная прибыль (выручка – эксплуатационные затраты)                              | млн. тенге | -572            | -307            | -184         | 1 322     | 2 392     | 3 125     | 266        | 388        | 1 894      | 2 964      | 3 698      |
| 7     | КПН, 20%   | млн. тенге | 69              | 69              | 128          | 365       | 546       | 687       | 0          | 59         | 297        | 477        | 619        |
| 8     | Капитальные вложения   | млн. тенге | 45              | 67              | 1 300        | 1 300     | 1 300     | 1 300     | 22         | 1 255      | 1 255      | 1 255      | 1 255      |
| 9     | Потоки денежной наличности (выручка – эксплуатационные затраты – капитальные вложения) | млн. тенге | -624            | -354            | -131         | 1 137     | 2 027     | 2 619     | 270        | 493        | 1 761      | 2 651      | 3 243      |
| 10    | Дисконтированные денежные потоки при ставке дисконта 15%                               | млн. тенге | -726            | -404            | -612         | 135       | 595       | 811       | 322        | 114        | 861        | 1 321      | 1 538      |
| 11    | Срок окупаемости, РР   | лет        | не окупается    | не окупается    | не окупается | 4,0       | 3,9       | 3,9       | -          | -          | -          | -          | -          |
| 12    | Срок окупаемости, DPP при ставке 15%   | лет        | не окупается    | не окупается    | не окупается | 5,0       | 4,8       | 4,8       | -          | -          | -          | -          | -          |
| 13    | Внутренняя норма доходности, IRR   | %          | не определяется | не определяется | 12%          | 27%       | 32%       | 34%       | -          | -          | -          | -          | -          |
| 14    | Индекс доходности, PI  | д.е.       | -               | -               | 0,5          | 1,1       | 1,5       | 1,6       | -          | -          | -          | -          | -          |

**Выводы:**

Проведенные экономические расчеты показали, что каждый из вариантов отличается уровнем технологического эффекта, который впоследствии формирует экономическую эффективность проекта.

Как показывает экономический анализ, при принятых условиях и допущениях в затратах представленный проект экономически эффективен по всем вариантам, за исключением третьего варианта, где получены отрицательные экономические результаты. Для выбора наилучшего варианта разработки анализируемого участка проведено сравнение результатов основных технико-экономических показателей, приведенных в сводной таблице 12.2.18.

Приведенные технико-экономические результаты за рентабельный период свидетельствуют, что по **варианту 6**, уровень всех основных технико-экономических показателей выше, чем по остальным вариантам. По данному варианту выше поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости, значение внутренней нормы доходности, показатель индекса доходности и выплат в бюджет Республики Казахстан, а также по нему ожидается самый высокий КИН – 56,1% – и самый долгий рентабельный период по сравнению с альтернативными вариантами.

По результатам проведенных экономических расчетов было определено, что вариант с закачкой воздуха, с объемом 40 000  $\text{м}^3/\text{сутки}$  (**вариант 6**) имеет наилучшие показатели экономической эффективности по данному проекту, показывая оптимальную возможность внедрения технологии ВПГ в случае подтверждения заданной продуктивности пластов.

Также в рамках данной работы были рассчитаны технико-экономические показатели за лицензионный период разработки опытного участка, результаты которых приведены в таблице 12.2.19

**12.1.9 Выводы и рекомендации**

Изучение опыта внедрения технологии внутрипластового горения показало значительную технологическую эффективность, выраженную в высоких КИН и темпах отборах по блокам промысла ВВГ. За 13-15 лет горения были достигнуты КИН в пределах от 20 до 40%, при относительно равных объемах балансовых запасов.

Следует отметить, что технология ВПГ как правило реализовывалась на начальном этапе разработки, когда продуктивные пласты имеют высокую нефтенасыщенность. Несмотря на это, опыт реализации технологии на месторождениях Хончиан, Суплаку де Баркау и Мидуэй Сансет, имеющими сходные геолого-физические условия показывает, что применение ВПГ имеет перспективы даже после длительного применения паротеплового воздействия.

Технология ВПГ имеет ряд негативных факторов, таких как:



- отсутствие надежных технических средств контроля за распространением ФГ и доступных средств управления, что приводит к прорывам газов горения и срыву подачи глубинных насосов;
- высокая коррозионная активность, что приводит к обгоранию подземного оборудования и смятию колонн;
- низкотемпературным окислением нефти, при котором происходит значительное увеличение ее вязкости и образование стойких эмульсий, осложняющих ее промысловую подготовку.

Для расчета прогнозных показателей был проведен ряд экспериментов для определения кинетических параметров нефти, а также построена геолого-гидродинамическая модель участка ОПИ.

Проведенные эксперименты подтвердили возможность получения стабильного фронта горения в пластовых условиях при текущем давлении и насыщении пласта и позволили получить параметры для настройки модели химических превращений для дальнейшего использования в ГДИ ВПГ сектора ОПИ.

Результаты адаптации подтвердили высокую достоверность созданной модели, при этом расхождение интегральных показателей добычи нефти по сектору составило менее 5%, аналогичный показатель по жидкости составил <6%.

На основе построенной модели были выполнены расчеты основных технологических показателей разработки на период 2020-2050 гг. по следующим вариантам:

**Вариант 1 (базовый).** Реализация текущей системы разработки с включением скважины 5740 в систему ППД в качестве паронагнетательной скважины. Фонд добывающих – 11 ед., паронагнетательных – 4 ед.

**Вариант 2.** Реализация текущей системы разработки с включением скважины 5740 в систему ППД в качестве водонагнетательной скважины. ППД – горячая вода ( $T=236^{\circ}\text{C}$ ). Предусматривается включение скважины 5740 в систему ППД участка в качестве водонагнетательной. Фонд добывающих – 11 ед., водонагнетательных – 4 ед.

**Варианты 3, 4, 5, 6.** Данные варианты предполагают реализацию технологии ВПГ. Для этого паронагнетательные скважины 5795, 4771 и 2559, а также контрольная скважина 5740 переводятся в добывающий фонд. Добывающие скважины 5779 и 5796 переводятся под нагнетание воздуха. Варианты 3-6 отличаются объемами закачки окислителя (воздуха) на одну нагнетательную скважину:

- **вариант 3** –  $10000 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{скв}$ ;
- **вариант 4** –  $20000 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{скв}$ ;
- **вариант 5** –  $30000 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{скв}$ ;



- **вариант 6** – 40000 м<sup>3</sup>/сут/скв.

Приведенные технико-экономические результаты за рентабельный период показали, что уровень всех основных технико-экономических показателей по **варианту 6** выше, чем по остальным вариантам. Данный вариант обеспечивает наиболее высокую суммарную выручку от реализации, операционный доход, поток денежной наличности, величину чистой приведенной стоимости, а также имеет самый высокий КИН – 56,1%.

Учитывая вышеприведенные обстоятельства, к реализации опытно-промышленного испытания технологии внутрислоевого горения

## **12.2 Технико-экономическая оценка технологии чередования закачки пара и воды на 2 объекте Восточного участка**

### **12.2.1 Выбор участков для проведения ОПИ**

Оценочные работы по чередующейся закачке пара и воды выполнялись на основе геолого-гидродинамического моделирования путем создания термической композиционной модели выбранного участка. Выбор участка осуществлялся совместно специалистами Института и АО «КБМ». В результате определен типичный по характеристикам участок на 2 объекте в восточной части месторождения.

Участок ОПИ в восточной части 2 объекта включает 28 добывающих и 6 нагнетательных скважин (рисунок 12.2.1). Выбор данного участка на 2 объекте обусловлен следующим:

- Выбранный участок характеризуется средними значениями ФЕС и средними показателями удельной добычи.
- Выбранный участок имеет сформированную сетку скважин.
- В силу отсутствия приборов учета объема закачки пара, выбран участок, где обслуживание паронагнетательных скважин производится не ППГ.

**Рисунок 12.2.1– Карта текущих отборов 2 объекта восточной части месторождения с участком моделирования**

Начальные геологические запасы выбранного участка составили 1045,769 м<sup>3</sup>, КИН на 01.07.2021 г. – 20,8% при проектном значении 31,5%.

### **12.2.2 Текущее состояние разработки участка ОПИ в восточной части месторождения**

#### **Состояние фонда скважин**

По состоянию на 01.07.2021 г. общий фонд скважин района ОПИ 2 объекта восточного участка составляет 34 скважин, в том числе 28 добывающих и 6 нагнетательных (табл. 12.2.1).

**Таблица 12.2.1– Характеристика фонда скважин**

| Наименование | Категория скважин | Количество скважин |
|--------------|-------------------|--------------------|
| Добывающие   | Всего             | 28                 |



|                    |                     |           |
|--------------------|---------------------|-----------|
|                    | в т.ч. действующие: | 28        |
|                    | механизированные    | 26        |
|                    | бездействующие      | 2         |
|                    | ВШНУ                | 9         |
|                    | ШГНУ                | 17        |
|                    | <b>Всего</b>        | <b>6</b>  |
| Водонагнетательные | в т.ч. действующие  | 3         |
|                    | бездействующие      | 3         |
| <b>Итого</b>       |                     | <b>34</b> |

### Характеристика отборов нефти, жидкости и газа

Скважины участка характеризуются дебитами по нефти от 0,3 до 4,4 т/сут, по жидкости – 0,9-53,7 т/сут и обводненностью 18,1-97,2%. На рис. 12.2.2 приведена динамика основных технологических показателей разработки.

Рисунок 12.2.2 – Динамика дебитов, приемистости, обводненности и фонда по участку

По состоянию на 01.07.2021 г. накопленная добыча нефти по участку составила 262 тыс.т, жидкости – 1459,8 тыс.т, закачка пара – 545,2 тыс.т

В таблицах 12.2.2-12.2.4 приведено распределение действующего фонда скважин по нефти, жидкости и обводненности. Из представленных данных видно, что более половины фонда работают с дебитами по нефти 1-3 т/сут (табл. 12.2.2), при среднем значении 2,0 т/сут.

Таблица 12.2.2 – Распределение фонда скважин по дебитам нефти

|                |       |      |     |              |
|----------------|-------|------|-----|--------------|
| Дебит нефти    | 0,5-1 | 1-3  | 3-5 | <b>Всего</b> |
| Кол-во скважин | 9     | 15   | 2   | <b>26</b>    |
| Проценты       | 34,6  | 57,7 | 7,7 | <b>100</b>   |

Основная масса скважин (42,3%) имеет дебит по жидкости 10-20 т/сут при среднем показателе 13,2 т/сут. Распределение скважин по дебитам жидкости приведено в таблице 13.1.3.

Таблица 12.2.3 – Распределение фонда скважин по дебитам жидкости

|                |      |      |       |       |     |              |
|----------------|------|------|-------|-------|-----|--------------|
| Дебит жидкости | 1-5  | 5-10 | 10-20 | 20-40 | >40 | <b>Всего</b> |
| Кол-во скважин | 3    | 6    | 11    | 5     | 1   | <b>26</b>    |
| Проценты       | 11,5 | 23,1 | 42,3  | 19,2  | 3,8 | <b>100</b>   |

Более 57,7% действующего фонда добывающих скважин участка работают с обводненностью 50-90%, при этом среднее значение находится на уровне 78,7%

Таблица 12.2.4 – Распределение фонда скважин по обводненности

|                |     |       |       |       |              |
|----------------|-----|-------|-------|-------|--------------|
| Обводненность  | <20 | 20-50 | 50-90 | 90-99 | <b>Всего</b> |
| Кол-во скважин | 0   | 1     | 15    | 10    | <b>53</b>    |
| Проценты       | 0   | 3,8   | 57,7  | 38,5  | <b>100</b>   |

### Характеристика закачки рабочего агента

Закачка пара на участке ведется с 2009 года. Средняя приемистость за последний год находится на уровне 32,8 м<sup>3</sup>/сут. Средняя приемистость нагнетательных скважин на 01.07.2021 г. составляет 6,7 т/сут. Фонд нагнетательных скважин стабильный с ноября 2013 г. (6 ед.) и на 01.07.2021 составляет 6 ед. (из них 3 паронагнетательные скважины находятся в простое, из-за





недостаточных объемов пара). На 01.07.2021 г. накопленная закачка по участку составляет 545,2 тыс.т.

**Рисунок 12.2.3 – Динамика закачки пара и действующего фонда ПНС**

Начальное пластовое давление на участке составляло 40 атм. На рисунке 12.2.4 приведена карта изобар участка ОПИ. На участке значение средневзвешенного давления составляет 16,5 атм.

В целом же пластовое давление, приведенное к уровню ВНК на 01.07.2021г., находится на уровне 22,2 атм., при давлении насыщения равном 17,6 атм.

**Рисунок 12.2.4 – Карта изобар участка предполагаемых работ**

**12.2.3 Построение секторной геологической модели II объекта Восточного участка**

Цифровая геологическая модель месторождения – представление продуктивных пластов и вмещающих их геологической среды в виде набора цифровых данных в трехмерной сетке ячеек. Для геологического моделирования проводился сбор, обработка и подготовка следующих данных:

- Список скважин, вскрывающих объект моделирования
- Координаты устьев скважин
- Альтитуда скважин
- Инклинометрия траекторий скважин
- Данные ГИС по скважинам
- Конструкция скважин
- Фактическая пробуренная глубина по скважинам
- Анализ скважин, пробуренных с отбором керна
- Оцифрованные сейсмические данные (структурные поверхности по кровле стратиграфических горизонтов, карты параметров, поверхности контактов, разломы, структурные карты по кровле целевых горизонтов с разломами, карты изохрон, карты скоростей).

Создавался проект геологического моделирования секторов интересующих объектов разработки в моделирующей программе «Petrel» компании Schlumberger, далее в нее загружались собранные, обработанные и подготовленные данные.

В геологическую модель сектора восточного участка вошли два продуктивных горизонтов меловых отложений: Г и Д1. Все залежи нефтяные.

Моделирование состоит из следующих процедур:



1. Загрузка всех имеющихся данных, включая интерпретированные данные ГИС, сейсмоки, опробования;

2. Корреляция и построение структурного каркаса с учетом сбросовых нарушений;

3. Распределение литологии и ФЕС;

Фрагмент схемы корреляции по горизонтам представлен на рисунке 12.2.5

**Рисунок 12.2.5– Фрагмент схемы корреляции по скважинам № 1384, 1386, 1568**

### **Структурное моделирование**

Основополагающим этапом геологического моделирования является создание структурного каркаса. Последовательно процесс моделирования с использованием структурного каркаса выглядит следующим образом:

1. Построение структурных карт по кровле горизонтов с использованием стратиграфических отбивок (маркеров) по кровле пластов в скважинах.
2. Построение модели разломов. По имеющимся данным интерпретации строится модель разломов, в которой каждый разлом представлен поверхностью, и эти поверхности корректным образом соединены друг с другом в области пересечения.
3. Преобразование структурного каркаса в 3D модель. Завершающий этап структурных построений – это конвертация структурного каркаса в 3 модель, состоящую из ячеек заданного размера, внутри которой можно распространять на основе скважинных данных литологи и петрофизические свойства.

Все структурные карты были построены методом интерполяции – Convergent Interpolation с размером сетки –25м\*25м, угол поворота составляет -108°, что соответствует направлению сейсмического куба.

### **Создание трехмерной геологической сетки**

Основным этапом в моделировании является построение трехмерной сетки, или 3D-грида (каркас, который состоит из ячеек с набором цифровых геологических данных).

Правильная построенная трёхмерная сетка – это основа построения корректной геологической модели.

Размер ячеек сетки в плоскости при геологическом моделировании выбран 30х30 метров для всех горизонтов. Количество ячеек по вертикали выбиралось с таким расчетом, чтобы размер ячейки составлял в среднем около 0.4 метра. Подобные размеры сетки наиболее оптимальны при построении геологических моделей, т.к. с одной стороны они более сопоставимы с шагом дискретизации кривых ГИС, а с другой стороны дают приемлемое, с точки зрения времени расчетов, количество ячеек. Разрывные нарушения



моделировались на основании результатов интерпретации сейсмике 3Д. Для исключения искривления ячеек при моделировании тектонических нарушений в 3Д гриде, был выбран метод переноса нарушений по границам ячеек (zig-zag type faults).

Характеристика сетки трехмерной геологической модели представлены в таблице 12.2.5.

**Таблица 12.2.5– Характеристика сетки сектора**

| Горизонт | Число ячеек по оси |    |    | Размер ячеек по оси |      |             | Общее число ячеек по модели |
|----------|--------------------|----|----|---------------------|------|-------------|-----------------------------|
|          | Nx                 | Ny | Nz | Dx,м                | Dy,м | Dz средн, м |                             |
| Г        | 37                 | 30 | 64 | 30                  | 30   | 0.4         | 71040                       |

#### **Перенос скважинных данных на геологическую сетку**

В дальнейшем результаты интерпретации ГИС были перенесены на ячейки модели, расположенные вдоль траектории скважин. Корректность их перенесения проверялась визуально на well section по каждой скважине. Для создания осредненных значений литологии были взяты кривые Coll, для пористости РНП.

Осреднение пористости на ячейки сетки проводилось с учетом дискретной кривой литологии. Пример переноса скважинных данных на сетку показан на рисунке 12.2.6

**Рисунок 12.2.6– Пример переноса скважинных данных на сетку**

#### **Литологическое моделирование**

Для распределения значения непрерывного куба фаций в межскважинном пространстве использовался имеющийся в Petrel детерминистический метод интерполяции «Indicator kriging». В построенном кубе фаций значения параметров варьировались в диапазоне от 0 до 1, разделяя объем моделируемой области на «коллектор» и «неколлектор».

#### **Построение куба пористости**

Кубы пористости рассчитывались после пересчета пористости по ГИС на ячейки сетки по всем скважинам в пределах проницаемых прослоев и проведения «Data analysis». Далее пористость распределялась с использованием стохастического алгоритма Гаусса SGS (Sequential Gaussian Simulation).

Для отслеживания контроля качества построения куба пористости использовались гистограммы, по которой можно увидеть сопоставление результатов распространенных, осредненных и исходных данных по ГИС.



**12.2.4 Построение секторной гидродинамической модели Восточного участка.**

Гидродинамический сектор вырезан из геологической модели с сохранением всех структурных построений и петрофизических свойств. Сохранены все вертикальные и горизонтальные геологические неоднородности.

Создание гидродинамической модели проводилась программном продукте tNavigator компании «Rock Flow Dynamics» с использованием композиционного ядра (e300) с включенной термальной опцией (thermal), т.к. на данном участке проводилась паротепловая обработка скважин (ПТОС) и велась закачка пара.

В таблице 12.2.6 представлены параметры западного сектора.

**Таблица 12.2.6– Параметры сектора**

|                        |            |
|------------------------|------------|
| Размерность            | 30х30х0.4  |
| Кол-во скважин         | 34         |
| Дата начала разработки | 01.08.2002 |

**Рисунок 12.2.7– Секторная модель восточного участка****Свойства флюидов**

В секторной модели использовалась двухкомпонентная PVT-модель с применением зависимости вязкости нефти от температуры. (таблица 12.2.7)

**Таблица 12.2.7– Зависимость вязкости нефти от температуры**

| Температура, С | Вязкость нефти |
|----------------|----------------|
| 10             | 700            |
| 20             | 500            |
| 30             | 400            |
| 50             | 150            |
| 80             | 50             |
| 100            | 20             |
| 120            | 12             |
| 180            | 5              |
| 200            | 2              |
| 250            | 1              |
| 300            | 1              |

**Относительные фазовые проницаемости и капиллярные давления**

На рисунке 12.2.8 показаны относительные фазовые проницаемости, использованные в модели.

**Рисунок 12.2.8– Кривые относительных фазовых проницаемостей по восточному участку****Проницаемость**

При построении кубов проницаемости использовались зависимости, полученные в ходе лабораторных исследований керна. Но при адаптации использовались множители



проницаемости для отдельных регионов скважин, в которых эксплуатация велась по технологии не ограничивающий вынос песка на забой скважины (CHOPS – технология «холодной» добычи тяжелой нефти с добычей песка). При добыче песка образуются длинные каналы с увеличенной проницаемостью («червоточины»), которые разрастаются из скважины внутрь нефтеносного пласта на расстояния от 200 м и более.

**Рисунок 12.2.9– Гистограмма распределения куба проницаемости по модели**

***Моделирование термических свойств.***

Для моделирования термических свойств породы использовались кубы удельной теплоемкости и теплопроводности. Так как исходные данные по этим свойствам отсутствуют, параметры подбирались путем воспроизведения добычи нефти в участках с применением закачки пара.

Во всех участках использовались значения:

удельная теплоемкость (HEATCR) в песчаниках 1200 kJ/m<sup>3</sup>/K и в глинах 1600 kJ/m<sup>3</sup>/K;

удельная теплопроводность (THCONR) в песчаниках 1800 kJ/m/day/°C и в глинах 3000 kJ/m/day/°C.

***Адаптация на историю разработки***

Поскольку целью построения гидродинамической модели является возможность планирования разработки и прогнозирование результатов бурения скважин и ГТМ, модель должна адекватно описывать процесс разработки. Результаты гидродинамических расчетов, выдаваемые симулятором, должны быть близки к фактической истории разработки. Ввиду того, что данная модель относится к категории самых сложных – термально-компазиционных, в поскважинной адаптации есть несоответствия. Также это обусловлено тем, что модель является секторной, что соответственно требует подключения боковых аквиферов. Результаты адаптации представлены на рисунках 12.2.10-12.2.11.



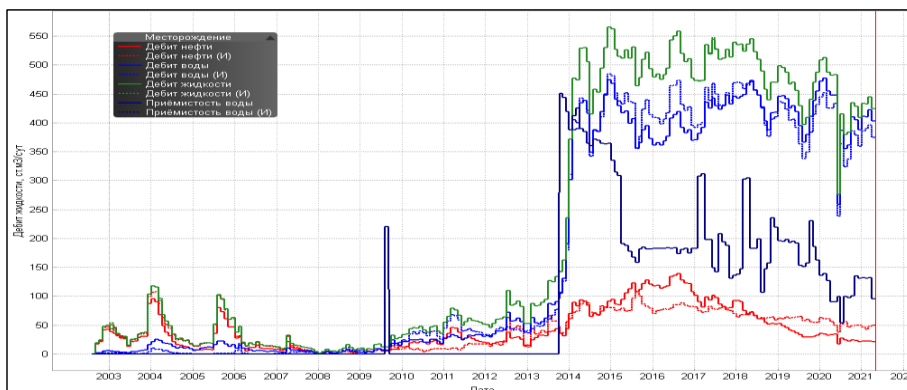


Рисунок 12.2.10 – Результаты адаптации по динамическим показателям

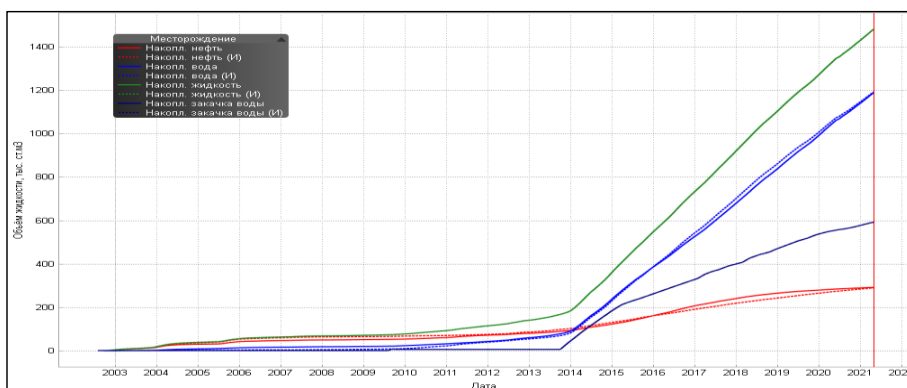


Рисунок 12.2.11 – Результаты адаптации по накопленным показателям

### 12.2.5 Расчет прогнозных показателей по вариантам

После подготовки модели и проведения адаптации были построены прогнозы основных технологических показателей разработки при шахматной схеме закачки пар/вода, разной сухости пара (40% и 60%) и различных объемов пара и воды. Смоделировано 4 схемы нагнетания пара и воды, пар с параметрами - 240°C и сухостью 40%, 60%, вода с температурой – 20°C, период закачки 3х3 мес и 2 схемы – базовый вариант: всего 6 вариантов.

- 1 вариант - базовый вариант, 4 нагнетательные скважины.
- 2 вариант - базовый вариант, 6 нагнетательных скважин.
- 3 вариант - шахматная система закачки пара и воды, период закачки 3х3 мес, объем закачки пара – 18 т/час на 3 нагнетательные скважины при сухости 40%, объем закачки воды 50% от пара на 3 нагнетательные скважины.



- 4 вариант - шахматная система закачки пара и воды, период закачки 3х3 мес, объем закачки пара – 18 т/час на 3 нагнетательные скважины при сухости 60%, объем закачки воды 50% от пара на 3 нагнетательные скважины.
- 5 вариант - шахматная система закачки пара и воды, период закачки 3х3 мес, объем закачки пара – 18 т/час на 3 нагнетательные скважины при сухости 40%, объем закачки воды 100% от пара на 3 нагнетательные скважины.
- 6 вариант - шахматная система закачки пара и воды, период закачки 3х3 мес, объем закачки пара – 18 т/час на 3 нагнетательные скважины при сухости 60%, объем закачки воды 100% от пара на 3 нагнетательные скважины.

Результаты расчетов представлены в табл. 12.2.5.



Таблица 12.2.8– Прогноз основных технологических показателей разработки 3 объекта западного участка при ЧЗ

| Дата | Вариант 1         |                 |        |                     |        |           |           | Вариант 2         |                 |        |                     |        |           |           | Вариант 3         |                 |        |                     |                     |        |           | Вариант 4 |                   |                 |        |                     |                     |        | Вариант 5 |           |                   |                 |        |                     |                     | Вариант 6 |           |           |      |       |      |       |       |      |    |   |
|------|-------------------|-----------------|--------|---------------------|--------|-----------|-----------|-------------------|-----------------|--------|---------------------|--------|-----------|-----------|-------------------|-----------------|--------|---------------------|---------------------|--------|-----------|-----------|-------------------|-----------------|--------|---------------------|---------------------|--------|-----------|-----------|-------------------|-----------------|--------|---------------------|---------------------|-----------|-----------|-----------|------|-------|------|-------|-------|------|----|---|
|      | Доб. нефти, тыс.т | Доб. жид. тыс.т | Обв. % | Закачка пара, тыс.т | КИН. % | Доб. фонд | Наг. фонд | Доб. нефти, тыс.т | Доб. жид. тыс.т | Обв. % | Закачка пара, тыс.т | КИН. % | Доб. фонд | Наг. фонд | Доб. нефти, тыс.т | Доб. жид. тыс.т | Обв. % | Закачка воды, тыс.т | Закачка пара, тыс.т | КИН. % | Доб. фонд | Наг. фонд | Доб. нефти, тыс.т | Доб. жид. тыс.т | Обв. % | Закачка воды, тыс.т | Закачка пара, тыс.т | КИН. % | Доб. фонд | Наг. фонд | Доб. нефти, тыс.т | Доб. жид. тыс.т | Обв. % | Закачка воды, тыс.т | Закачка пара, тыс.т | КИН. %    | Доб. фонд | Наг. фонд |      |       |      |       |       |      |    |   |
| 2021 | 7,6               | 153,0           | 95,0   | 39,4                | 28,4   | 27        | 4         | 8,4               | 167,3           | 95,0   | 54,6                | 28,4   | 27        | 6         | 13,3              | 262,6           | 94,9   | 52,5                | 105,0               | 28,9   | 27        | 6         | 14,0              | 265,0           | 94,7   | 52,5                | 105,0               | 29,0   | 24        | 6         | 14,2              | 298,5           | 95,2   | 101,9               | 101,9               | 29,0      | 27        | 6         | 14,9 | 301,2 | 95,0 | 101,9 | 101,9 | 29,1 | 27 | 6 |
| 2022 | 6,9               | 152,0           | 95,5   | 35,1                | 29,0   | 26        | 4         | 8,5               | 181,5           | 95,3   | 61,0                | 29,2   | 26        | 6         | 16,3              | 354,3           | 95,4   | 78,8                | 157,7               | 30,5   | 23        | 6         | 18,0              | 358,6           | 95,0   | 78,8                | 157,7               | 30,7   | 23        | 6         | 18,3              | 438,3           | 95,8   | 157,7               | 157,7               | 30,7      | 26        | 6         | 19,6 | 436,3 | 95,5 | 157,7 | 157,7 | 30,9 | 25 | 6 |
| 2023 | 6,4               | 152,8           | 95,8   | 35,1                | 29,6   | 23        | 4         | 8,3               | 182,1           | 95,5   | 61,0                | 30,0   | 26        | 6         | 14,7              | 360,8           | 95,9   | 78,8                | 157,7               | 31,9   | 22        | 6         | 17,0              | 359,8           | 95,3   | 78,8                | 157,7               | 32,3   | 22        | 6         | 16,0              | 435,7           | 96,3   | 157,7               | 157,7               | 32,3      | 24        | 6         | 17,6 | 440,5 | 96,0 | 157,7 | 157,7 | 32,6 | 23 | 6 |
| 2024 | 6,1               | 154,0           | 96,0   | 35,2                | 30,2   | 23        | 4         | 7,9               | 182,1           | 95,7   | 61,1                | 30,8   | 24        | 6         | 14,0              | 360,0           | 96,1   | 79,1                | 158,1               | 33,2   | 22        | 6         | 17,9              | 367,3           | 95,1   | 79,1                | 158,1               | 34,0   | 21        | 6         | 14,8              | 437,2           | 96,6   | 158,1               | 158,1               | 33,7      | 24        | 6         | 16,6 | 437,7 | 96,2 | 158,1 | 158,1 | 34,2 | 23 | 6 |
| 2025 | 5,8               | 154,3           | 96,2   | 35,1                | 30,8   | 22        | 4         | 7,6               | 182,1           | 95,9   | 61,0                | 31,5   | 24        | 6         | 13,9              | 364,1           | 96,2   | 78,8                | 157,7               | 34,5   | 20        | 6         | 17,6              | 365,5           | 95,2   | 78,8                | 157,7               | 35,7   | 19        | 6         | 13,9              | 438,1           | 96,8   | 157,7               | 157,7               | 35,0      | 24        | 6         | 16,0 | 440,5 | 96,4 | 157,7 | 157,7 | 35,7 | 23 | 6 |
| 2026 | 5,5               | 154,6           | 96,4   | 35,1                | 31,3   | 22        | 4         | 7,3               | 181,9           | 96,0   | 61,0                | 32,2   | 22        | 6         | 12,5              | 353,3           | 96,5   | 78,8                | 157,7               | 35,7   | 20        | 6         | 14,9              | 352,2           | 95,8   | 78,8                | 157,7               | 37,1   | 19        | 6         | 13,0              | 435,4           | 97,0   | 157,7               | 157,7               | 36,2      | 24        | 6         | 15,2 | 440,8 | 96,6 | 157,7 | 157,7 | 37,2 | 23 | 6 |
| 2027 | 5,4               | 154,8           | 96,5   | 35,1                | 31,8   | 22        | 4         | 7,1               | 182,2           | 96,1   | 61,0                | 32,9   | 22        | 6         | 11,7              | 360,0           | 96,7   | 78,8                | 157,7               | 36,9   | 20        | 6         | 14,2              | 361,0           | 96,1   | 78,8                | 157,7               | 38,5   | 19        | 6         | 12,2              | 435,8           | 97,2   | 157,7               | 157,7               | 37,4      | 24        | 6         | 14,6 | 438,8 | 96,7 | 157,7 | 157,7 | 38,6 | 22 | 6 |
| 2028 | 5,3               | 155,4           | 96,6   | 35,2                | 32,3   | 22        | 4         | 6,9               | 182,6           | 96,2   | 61,1                | 33,6   | 21        | 6         | 11,3              | 361,1           | 96,9   | 79,1                | 158,1               | 37,9   | 20        | 6         | 14,0              | 362,6           | 96,1   | 79,1                | 158,1               | 39,8   | 19        | 6         | 11,6              | 434,0           | 97,3   | 158,1               | 158,1               | 38,5      | 23        | 6         | 13,6 | 435,5 | 96,9 | 158,1 | 158,1 | 39,9 | 22 | 6 |
| 2029 | 5,1               | 155,0           | 96,7   | 35,1                | 32,8   | 20        | 4         | 6,8               | 182,3           | 96,3   | 61,0                | 34,2   | 21        | 6         | 10,9              | 359,6           | 97,0   | 78,8                | 157,7               | 39,0   | 20        | 6         | 13,7              | 361,3           | 96,2   | 78,8                | 157,7               | 41,1   | 19        | 6         | 11,0              | 433,1           | 97,5   | 157,7               | 157,7               | 39,6      | 23        | 6         | 13,1 | 437,5 | 97,0 | 157,7 | 157,7 | 41,1 | 22 | 6 |
| 2030 | 5,0               | 154,0           | 96,8   | 35,1                | 33,3   | 19        | 4         | 6,7               | 182,9           | 96,4   | 61,0                | 34,8   | 21        | 6         | 10,7              | 358,6           | 97,0   | 78,8                | 157,7               | 40,0   | 19        | 6         | 13,6              | 361,1           | 96,2   | 78,8                | 157,7               | 42,4   | 19        | 6         | 10,5              | 434,8           | 97,6   | 157,7               | 157,7               | 40,6      | 23        | 6         | 12,8 | 437,6 | 97,1 | 157,7 | 157,7 | 42,4 | 22 | 6 |
| 2031 | 4,8               | 152,8           | 96,9   | 35,1                | 33,7   | 18        | 4         | 6,6               | 183,1           | 96,4   | 61,0                | 35,5   | 21        | 6         | 10,3              | 358,2           | 97,1   | 78,8                | 157,7               | 41,0   | 18        | 6         | 13,4              | 360,6           | 96,3   | 78,8                | 157,7               | 43,7   | 19        | 6         | 10,2              | 435,0           | 97,7   | 157,7               | 157,7               | 41,6      | 23        | 6         | 12,5 | 437,3 | 97,1 | 157,7 | 157,7 | 43,6 | 21 | 6 |
| 2032 | 4,7               | 153,1           | 97,0   | 35,2                | 34,2   | 18        | 4         | 6,4               | 182,6           | 96,5   | 61,1                | 36,1   | 21        | 6         | 9,9               | 356,6           | 97,2   | 79,1                | 158,1               | 41,9   | 18        | 6         | 13,3              | 361,3           | 96,3   | 79,1                | 158,1               | 45,0   | 19        | 6         | 10,0              | 435,0           | 97,7   | 158,1               | 158,1               | 42,5      | 23        | 6         | 11,7 | 431,5 | 97,3 | 158,1 | 158,1 | 44,7 | 21 | 6 |
| 2033 | 4,5               | 152,6           | 97,0   | 35,1                | 34,6   | 18        | 4         | 6,3               | 182,0           | 96,5   | 61,0                | 36,7   | 21        | 6         | 9,8               | 356,7           | 97,3   | 78,8                | 157,7               | 42,9   | 18        | 6         | 13,4              | 359,3           | 96,3   | 78,8                | 157,7               | 46,3   | 19        | 6         | 9,7               | 433,9           | 97,8   | 157,7               | 157,7               | 43,4      | 22        | 6         | 11,7 | 435,6 | 97,3 | 157,7 | 157,7 | 45,8 | 21 | 6 |
| 2034 | 4,4               | 152,2           | 97,1   | 35,1                | 35,0   | 17        | 4         | 6,2               | 181,7           | 96,6   | 61,0                | 37,3   | 21        | 6         | 9,6               | 357,0           | 97,3   | 78,8                | 157,7               | 43,8   | 18        | 6         | 13,6              | 359,6           | 96,2   | 78,8                | 157,7               | 47,6   | 19        | 6         | 9,5               | 434,2           | 97,8   | 157,7               | 157,7               | 44,3      | 22        | 6         | 11,8 | 436,4 | 97,3 | 157,7 | 157,7 | 46,9 | 21 | 6 |
| 2035 | 4,3               | 150,3           | 97,2   | 35,1                | 35,4   | 17        | 4         | 5,9               | 181,1           | 96,7   | 61,0                | 37,8   | 19        | 6         | 9,6               | 357,0           | 97,3   | 78,8                | 157,7               | 44,7   | 18        | 6         | 13,8              | 361,4           | 96,2   | 78,8                | 157,7               | 48,9   | 18        | 6         | 9,4               | 433,7           | 97,8   | 157,7               | 157,7               | 45,2      | 22        | 6         | 11,8 | 436,5 | 97,3 | 157,7 | 157,7 | 48,1 | 21 | 6 |





Результаты прогнозов по 6 вариантам были нанесены на график (рис. 12.2.5) для удобства визуального анализа.

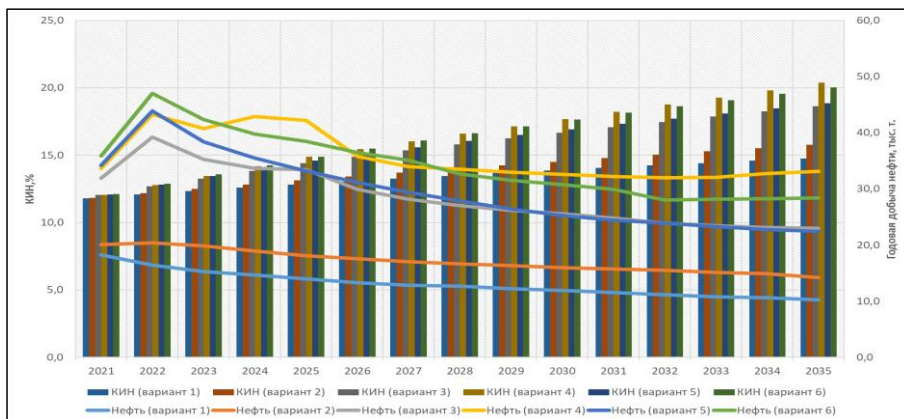


Рисунок 12.2.12– Динамика проектной добычи нефти и КИН

Как видно из графика 12.2.5 максимально высокую накопленную добычу демонстрирует вариант 4, при этом значение конечного коэффициента нефтееотдачи (48,9%) отличается от самого пессимистичного варианта – базового (35,4%) на 13,5% или 140,8 тыс.т. нефти.

Таким образом, с точки зрения технологической эффективности предпочтительным является вариант 4 – шахматная система закачки пара и воды, период закачки 3х3 мес, объем закачки пара 18 т/час на 3 нагнетательные скважины, объем закачки воды 50% от пара на 3 нагнетательные скважины., поскольку обеспечивает наивысшее значение КИН.

#### 12.2.6 Обустройство восточного участка месторождения при переходе от закачки пара к чередующейся закачке пар/вода

Обустройство участка из 6 нагнетательных скважин на восточном блоке, для перевода с закачки пара к чередующейся закачке пар/вода, предусматривает подключение паронагнетательных скважин к существующим водонапорным коллекторам. Рассмотрен 1 вариант чередующейся закачки в скважины пар/воды. Принципиальная технологическая схема обустройства восточного участка чередующейся закачки пар/воды представлена на рисунке 12.2.6.



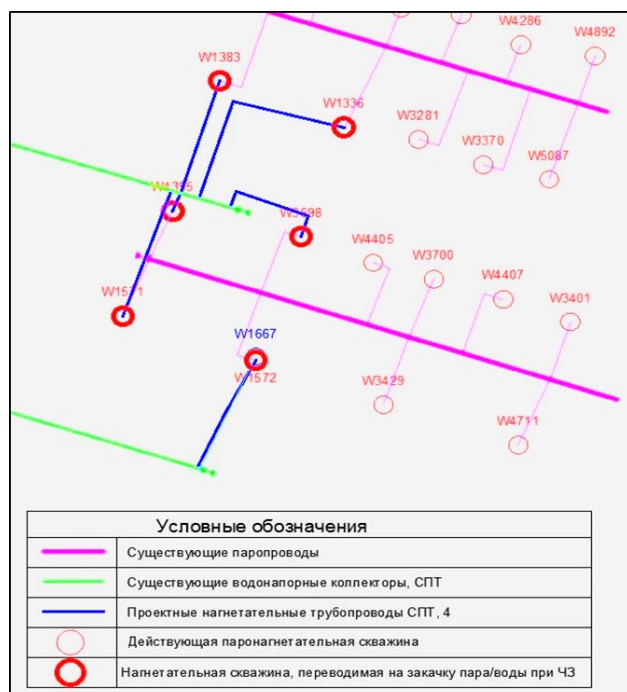


Рисунок 12.2.13– Принципиальная технологическая схема чередующейся закачки пар/вода на Восточном участке

Для реализации данного технического решения необходимо будет проложить нагнетательные трубопроводы общей протяженностью 1705м СРТ 4” к скважинам:

- 1383 – 275 м;
- 4395 – 50 м;
- 1571 – 320 м;
- 1336 – 500 м;
- 3698 – 260 м;
- 1572 – 300 м.

#### 12.2.7 Технико-экономический анализ

Экономическая оценка была проведена по шести вариантам разработки опытного участка, отличающимся между собой применяемой технологией и различными технико-технологическими характеристиками. В частности, в рамках данной работы для оценки рассмотрены четыре варианта нагнетания пара и воды при использовании шахматной системы закачки с разной сухостью пара и две схемы базового варианта закачки пара.

Экономическая эффективность проекта рассчитывалась за прогнозный период добычи нефти. По рассмотренным вариантам проектный срок составляет 15 лет с 2021 по



2035 год. Результаты расчетов описаны и представлены в прогнозных ценах, то есть с учетом инфляции. Инфляция, в расчетах принята на уровне 4% в год согласно прогнозу АО «НК «КазМунайГаз».

Для экономического анализа были приняты прогнозные технологические показатели и действующие стоимостные показатели по определению оптимального объема закачки пара и уровня сухости по представленным ячейкам.

#### Расходы и доходы по проекту

##### Капитальные вложения

Расчет стоимости капитальных вложений в рамках настоящей работы производился с использованием бюджетных и сметных показателей стоимости строительства. В связи с использованием существующих парогенераторов и паропроводов, при расчете сметной стоимости капитальных вложений учтены затраты только на строительство нагнетательных трубопроводов.

Необходимо отметить, что капитальные вложения по вариантам 3-6 в соответствии с принятыми проектными решениями являются одинаковыми.

Величина капитальных вложений по рассматриваемым вариантам разработки опытного участка представлены в таблице 12.2.5.

Таблица 12.2.9-Капитальные вложения, без учета НДС

| № п/п | Мероприятия   | Ед. изм.  | Кол-во | Итого сметная стоимость, тыс. тенге |
|-------|---|-----------|--------|-------------------------------------|
| 1     | Строительство нагнетательных трубопроводов  | м         | 1 705  | 29 434                              |
| 2     | <b>ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1</b>  | тыс.тенге | -      | <b>29 434</b>                       |
| 3     | Временные здания и сооружения - 3,5%  | тыс.тенге | -      | 1 030                               |
| 4     | <b>ИТОГО ПО ГЛАВАМ 2-3</b>  | тыс.тенге | -      | <b>30 464</b>                       |
| 5     | Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных (ремонтно-строительных) работ в зимнее время - 1,512% | тыс.тенге | -      | 461                                 |
| 6     | <b>ИТОГО ПО ГЛАВАМ 4-5</b>  | тыс.тенге | -      | <b>30 925</b>                       |
| 7     | Непредвиденные работы и затраты - 2%  | тыс.тенге | -      | 618                                 |
| 8     | <b>ИТОГО ПО ГЛАВАМ 6-7</b>  | тыс.тенге | -      | <b>31 543</b>                       |
| 9     | Затраты заказчика на технический надзор - $31543,326.3,24\% = 1022,004$   | тыс.тенге | -      | 1022                                |
| 10    | Затраты заказчика на авторский надзор - $31543,326.1,12\% = 353,285$  | тыс.тенге | -      | 353                                 |
| 11    | <b>Всего</b>  | тыс.тенге | -      | <b>32 919</b>                       |

#### Эксплуатационные затраты

Моделирование эксплуатационных затрат по данному проекту проводилось в соответствии с основными технологическими показателями вариантов разработки, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта исходя из технологии и техники добычи, и подготовки нефти.

В состав эксплуатационных расходов были включены затраты, связанные с добычей нефти, закачкой пара и воды, а также производственные затраты, зависящие от количества



скважин, то есть при расчете эксплуатационных затрат были учтены затраты, включаемые в себестоимость добываемой нефти в зависимости от выбранной системы ППД. Итак, в состав эксплуатационных затрат при закачке пара входят:

- затраты, зависящие от объема добычи нефти;
- затраты, зависящие от объема добычи жидкости;
- затраты, зависящие от количества скважин;
- затраты на подготовку и закачку пара (соль техническая, эл.энергия, вода, газ);

При переходе на закачку воды в состав эксплуатационных затрат были включены:

- затраты, зависящие от объемов добычи нефти;
- затраты, зависящие от объемов добычи жидкости;
- затраты, зависящие от количества скважин;
- затраты на подготовку и закачку воды.

#### Доходы по проекту

Источниками доходов настоящей работы будут поступления от реализации нефти.

Доход от реализации нефти был рассчитан по «netback» или чистой производственной цене АО «Каражанбасмунай», которая представляет собой экономически обоснованный уровень мировой цены на нефть, скорректированный в сторону уменьшения логистических затрат (расходы на реализацию продукции) и налоговых нагрузок (Рентный налог, ЭТП и др. таможенные платежи). При очищенной «netback» цене учитываются различные корректировки, колебания цены и доли реализации нефти на внешний и внутренний рынки. В состав логистических затрат АО «Каражанбасмунай» включаются все затраты по управлению материальными потоками по всей логистической системе от недропользователя до конечного потребителя.

Итак, в результате проведенных расчетов были определены выручка от реализации продукции, эксплуатационные затраты на добычу жидкости и нефти, а также чистые и дисконтированные потоки денежной наличности.

При оценке экономической эффективности вариантов разработки в работе использовались основные и оценочные показатели.

К основным показателям эффективности относятся:

- денежные потоки (CASH FLOW);
- дисконтированные денежные потоки (NPV);
- срок окупаемости проекта (PP).

К оценочным показателям относятся:

- эксплуатационные затраты;
- капитальные вложения.



Расчеты экономической эффективности и результаты интегральных показателей по рассматриваемым вариантам представлены в таблице 12.2.7.

**Таблица 12.2.10– Интегральные экономические показатели за рентабельный период**

| №<br>п/п | Наименование<br>показателей  | ЕИ            | За проектный период |               |               |               |               |               |
|----------|--|---------------|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
|          | Вариант  |               | 1                   | 2             | 3             | 4             | 5             | 6             |
|          | объем пара и воды  |               | Baza 4              | Baza 6        | 100*50        | 100*50        | 100*100       | 100*100       |
|          | Сухость  |               |                     |               | 40            | 60            | 40            | 60            |
| 1        | Рентабельный период  | годы          | 2021-<br>2035       | 2021-<br>2035 | 2021-<br>2035 | 2021-<br>2035 | 2021-2035     | 2021-2035     |
| 2        | Добыча нефти   | тыс.<br>тонн  | 81,6                | 106,9         | 178,6         | 222,4         | 184,2         | 213,7         |
| 3        | Выручка от реализации<br>продукции   | млн.<br>тенге | 7 559               | 9 976         | 16 592        | 20 873        | 17 045        | 19 896        |
| 4        | Эксплуатационные<br>затраты  | млн.<br>тенге | 4 916               | 6 441         | 11 339        | 11 355        | 12 058        | 11 945        |
| 5        | Операционная прибыль<br>(выручка –<br>эксплуатационные<br>затраты)   | млн.<br>тенге | 2 644               | 3 535         | 5 253         | 9 518         | 4 987         | 7 951         |
| 6        | КПН, 20%   | млн.<br>тенге | 529                 | 707           | 1 051         | 1 904         | 997           | 1 590         |
| 7        | Капитальные вложения   | млн.<br>тенге | 0                   | 0             | 33            | 33            | 33            | 33            |
| 8        | Потоки денежной<br>наличности (выручка –<br>эксплуатационные<br>затраты – КПН -<br>капитальные вложения<br>+ амортизация ОС) | млн.<br>тенге | 2 115               | 2 828         | 4 169         | 7 581         | 3 957         | 6 328         |
| 9        | Дисконтированные<br>денежные потоки при<br>ставке дисконта 15%   | млн.<br>тенге | 1 078               | 1 391         | 2 317         | 3 585         | 2 399         | 3 294         |
| 10       | Срок окупаемости, PP   | лет           | -                   | -             | менее<br>года | менее<br>года | менее<br>года | менее<br>года |
| 11       | Срок окупаемости, DPP<br>при ставке 15%  | лет           | -                   | -             | менее<br>года | менее<br>года | менее<br>года | менее<br>года |

#### **Выводы:**

Проведенные экономические расчеты показали, что каждый из вариантов отличается уровнем технологического эффекта, который впоследствии формирует экономическую эффективность мероприятия.

Как показывает анализ, при принятых условиях и допущениях в затратах представленный проект экономически эффективен по всем вариантам. Для выбора наилучшего варианта определения объемов закачки и уровня сухости пара проведено сравнение результатов основных технико-экономических показателей, приведенных в сводной таблице 12.2.7.

Проведенные расчеты показали, что за рентабельный период разработки самым наилучшим по технико-экономическим показателям, обладает четвертый вариант при объеме закачки пара и воды 100%\*50% и уровне сухости 60%.



### 12.3 Техничко-экономическая оценка ОПИ технологии закачки многокомпонентного термального флюида (МТФ) на месторождении Каражанбас

#### 12.3.1 Изучение и оценка возможности применения технологии закачки многокомпонентного термического флюида в условиях месторождения Каражанбас

Механизм воздействия многокомпонентного термального флюида (МТФ) заключается в закачке в пласт смеси пара, углекислого газа и азота с помощью парогазогенератора (рис. 3.2.94).

Для генерации и закачки в пласт МТФ используется парогазогенератор, разогревающий подаваемую воду до высоких температур с добавлением углекислого газа и азота, что позволяет генерировать пар с высокой температурой (до 272°C) и давлением закачки до 20 МПа.

Важно отметить, что одним из обстоятельств, позволяющих считать технологию закачки МТФ привлекательной для условий месторождения Каражанбас, является возможность использования попутнодобываемой воды месторождения Каражанбас без дополнительной подготовки.

В таблице 3.2.69 представлены параметры оборудования для закачки МТФ.

Таблица 12.3.1 – Технические параметры парогазогенератора для закачки МТФ

| № п/п | Параметр            | Объем                    |
|-------|---------------------|--------------------------|
| 1     | Расход воздуха      | 2400 м <sup>3</sup> /час |
| 2     | Расход газа         | 255 м <sup>3</sup> /час  |
| 3     | Расход воды         | 3400 т/час               |
| 4     | Рабочая температура | 272°C                    |

Данный генератор эквивалентен по производительности комплекту оборудования, включающего в себя:

- парогенератор производительностью 3,8 т/час (сухость – 100%);
- установка по производству азота производительностью 2,4 т/час;
- генератор углекислого газа производительностью 0,5 т/час.

Механизм воздействия многокомпонентного термального флюида заключается в совокупности следующих факторов:

- снижение вязкости при температурном воздействии позволяет увеличить подвижность тяжелой нефти;
- снижение вязкости при взаимодействии с газом – парогазовая смесь, растворенная в пластовой нефти под высоким давлением, снижает вязкость и увеличивает коэффициент расширения сырой нефти;
- снижение силы поверхностного натяжения.

Кроме этого, технология закачки МТФ выгодно отличается от постоянной закачки пара призабойной зоны пласта площадью прогрева и объемом создаваемой зоны высокого



давления (табл. 12.3.2).

**Таблица 12.3.2 – Сравнение параметров воздействия при постоянной закачке пара и парогазовой смеси**

| Параметр  | Пар   | МТФ   | Соотношение  |
|---|-------|-------|--------------|
| Площадь нагревания пласта, м <sup>3</sup> /м    | 16    | 66    | <b>4,125</b> |
| Температура нагревания площади, °С              | 176,7 | 152   | <b>0,86</b>  |
| Объем зоны высокого давления, м <sup>3</sup> /м | 225   | 720   | <b>3,2</b>   |
| Среднее повышение давления в зоне прогрева, МПа | 0,74  | 0,654 | <b>0,884</b> |
| Среднее повышение давления в резервуаре, МПа    | 0,072 | 0,097 | <b>1,347</b> |

Исходя из вышеизложенного, технология МТФ по совокупности факторов представляет крайне выгодный для месторождения Каражанбас способ увеличения нефтеотдачи.

#### ***Критерии применимости технологии закачки МТФ.***

Для оценки применимости технологии закачки МТФ в условиях месторождения Каражанбас специалистами СРТДС были предоставлены геолого-физические параметры месторождений, на которых была успешно реализована технология закачки МТФ (табл. 12.3.3).

**Таблица 12.3.3 – Геолого-физические параметры месторождений, на которых применялась технология закачки МТФ**

| Месторождение     | Глубина, м | Толщина пласта, м | Вязкость, мПа*с  | Прониц., мД | Порист., % | Нефтенас., % |
|-------------------|------------|-------------------|------------------|-------------|------------|--------------|
| КМК Мунай         | 190        | 7,7               | 6254 (20°C)      | 608,9       | 40,05      | 55,1         |
| Синьцзян Бадаован | 361        | 9,6               | 1156 (50°C)      | 493         | 24,1       | 67,1         |
| Синьцзян Келамай  | 350-500    | 12,5              | 1413 (50°C)      | 852,6       | 26,8       |              |
| Ляохэ Шиаува      | 1150-1466  | 20                | 15090 (60°C)     | 600-2300    | 28         | 69           |
| Бохай NB-35       | 1050       | 4-6               | 1654-3893 (20°C) | 4564        | 35         |              |
| Дацин             | 270        | 8,2               | 282 (50°C)       | 1736        | 33,9       | 65           |

**Таблица 12.3.4 – Средние геолого-физические параметры месторождения Каражанбас**

| Месторождение | Глубина, м | Толщина пласта, м | Вязкость, мПа*с | Прониц., мД  | Порист., % | Нефтенас., % |
|---------------|------------|-------------------|-----------------|--------------|------------|--------------|
| Каражанбас    | 328-520    | 2,5-13,2          | 348-664         | 569,5-1053,7 | 0,33       | 40-64%       |

Как видно из табл. 12.3.4 усредненные параметры месторождения Каражанбас соответствуют геолого-физическим условиям месторождений, на которых была успешно реализована технология закачки МТФ, что позволяет сделать вывод о применимости технологии для условий месторождения Каражанбас.

#### ***12.3.2 Подбор участка и скважин-кандидатов для проведения технико-экономической оценки ОПИ технологии закачки МТФ***

Для оценки технологии закачки МТФ на основе гидродинамического моделирования специалистами КазНИПИ и АО «КБМ» совместно был выбран участок в центральной части месторождения – ПТВ-3 (рис. 12.3.1). Данный участок характеризуется



средней эффективной нефтенасыщенной толщиной, доходящей до 20 метров.

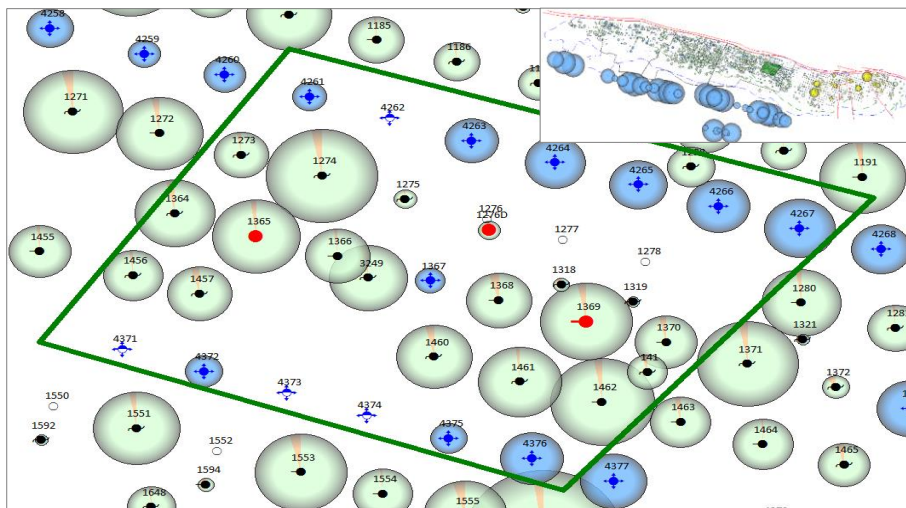


Рисунок 12.3.1 – Участок проектного применения технологии закачки МТФ.

В соответствии с критериями, предоставленными СРТДС, на данном участке были выбраны три скважины (табл. 12.3.5), руководствуясь следующими критериями:

1. продуктивные толщины скважин превышают 10 метров;
2. минимальное количество пропластков, составляющих продуктивный горизонт;
3. скважины различны по дебитам жидкости;
4. скважины различны по обводненности.

При этом основным критерием выбора скважин было хорошее техническое состояние скважины (качество цементирования и состояние эксплуатационной колонны).

Таблица 12.3.5 – Характеристики скважин, выбранных для моделирования закачки МТФ

| Скв.  | Объект | Нэфф., м | Кол-во пропластков, ед | Qнефти, т/сут | Qжидкости, т/сут | Обв., % | Состояние э/к |
|-------|--------|----------|------------------------|---------------|------------------|---------|---------------|
| 1276Д | II     | 19,3     | 2 (4,2/15,1 м)         | 1,48          | 18,00            | 91,8    | норма         |
| 1365  | II     | 17,4     | 2 (14,6/2,8 м)         | 1,39          | 56,13            | 97,5    | норма         |
| 1369  | II     | 11,7     | 1                      | 2,13          | 61,63            | 96,6    | норма         |

Выбранные скважин подобраны таким образом, что одна из них (1276Д) испытывает прямое влияние закачки от двух нагнетательных скважин, одна (1365) – косвенное (расстояние до ближайшей нагнетательной скважины – 331 м.), и одна (1369) – не испытывает влияния системы ППД.

Таким образом, процесс моделирования позволит проверить технологию закачки МТФ при различных условиях.

### 12.3.3 Создание секторных ГГДМ участков ОПИ





#### **12.3.4 Расчет прогнозных технологических показателей по вариантам**

##### **12.3.5 Оценка влияния применения технологии закачки МТФ на систему сбора и транспорта продукции месторождения**

Основным негативным фактором для системы сбора и транспорта нефти при реализации технологии закачки МТФ является наличие в продукции скважины углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ) и большого количества азота ( $\text{N}_2$ ).

Принимая во внимание материальное исполнение труб системы сбора месторождения (стекловолокно), а также содержание углекислого газа в газожидкостной смеси ( $\sim 4606,4$  ppm или  $8409,9$  мг/м<sup>3</sup>) можно исключить негативное влияние углекислого газа на систему сбора.

Таким образом, система сбора и транспорта продукции не нуждается в дополнительном оборудовании для применения технологии закачки МТФ и остается неизменной.

##### **12.3.6 Рекомендации по контролю за реализацией технологии**

Для качественного проведения мониторинга реализации закачки МТФ необходимо предусмотреть проведение комплекса следующих исследований:

- оценка технического состояния скважины АКЦ, ОГК (разовое, до проведения закачки МТФ);
- определение профиля притока (до и после проведения закачки МТФ);
- термометрия на устье (до снижения температуры до начального значения);
- замер газового фактора (определение выхода последней порции закачанного агента);
- замер пластового давления.

При проведении обработок в нескольких скважинах имеет смысл провести импульсный нейтронный каротаж (ИННК, ИНГК) либо углеродно-кислородный (C/O) каротаж для определения текущей нефтенасыщенности. Это поможет собрать статистический материал по эффективности применения технологии в скважинах с различным насыщением, и в дальнейшем осуществлять более эффективный подбор скважин для применения технологии.

##### **12.3.7 Рекомендации по технике и технологии добычи нефти и газа при проведении ОПИ закачки МТФ**

Коррозия является одним из основных факторов осложняющих эксплуатацию скважин добывающего фонда. В процессе эксплуатации подземное оборудование скважин подвергается многочисленным циклическим нагрузкам и непрерывному воздействию



коррозионно-агрессивной среды, вследствие чего сокращается их срок службы и МРП, нарушается герметичность и целостность подземного оборудования. Все эти факторы способствует возникновению аварий и снижению добычи нефти, что влечет за собой убытки для недропользователей и экологический ущерб для окружающей среды.

Основными факторами, влияющими на процесс коррозии, является присутствие в составе добываемой продукции растворенных коррозионно-агрессивных компонентов: углекислого газа, кислорода, сероводорода, механических примесей, микроорганизмов и др. Эти компоненты – ключевые факторы риска коррозии подземного и наземного оборудования месторождения.

Следует отметить, что значительная коррозия подземного оборудования начинает проявляться лишь при обводненности добываемой продукции более 40% и (или) при наличии в ней деполяризующих агентов: сероводорода, углекислого газа, кислорода. На текущий момент средняя обводненность добываемой продукции подопытных скважин составляет 92%, концентрация углекислого газа ~4606,4 ppm (8409,9 мг/м<sup>3</sup>).

Как было сказано выше, при применении технологии закачки МТФ в пласт ведется закачка высокотемпературной парогазовой смеси, состоящей из пара, азота и углекислого газа, который является основным компонентом, вызывающим углекислотную коррозию.

В связи с этим подземное оборудование скважин необходимо выбирать в износо-коррозионностойком исполнении для использования в скважинах с повышенной коррозионной агрессивностью пластовой жидкости и повышенным содержанием механических примесей (стандарт СТ РК ИСО 15156-2-2011).

Помимо этого, следует учитывать, что технология закачки МТФ предусматривает воздействие на призабойную зону высокотемпературным агентом (паром), что ведет к необходимости подбора ГНО в термостойком исполнении.

#### **12.3.8 Технико-экономический анализ проектных решений**

#### **12.3.9 Оценка влияния применения технологии закачки МТФ на охрану окружающей среды и недр**

#### **12.3.10 Выводы и рекомендации**



### 13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

#### 13.1 Общие положения

В данном разделе приведена информация о состоянии выполнения обязательств по начислению суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования на месторождении Каражанбас АО «Каражанбасмунай» - далее АО «КБМ».

Ликвидационный фонд формируется недропользователем для устранения последствий операций по добыче полезных ископаемых на контрактной территории. По завершении эксплуатации месторождения средства ликвидационного фонда используются на ликвидацию последствий разработки месторождения, в частности на ликвидацию основных производственных фондов (ОПФ) нефтегазового производства, а также для обеспечения безопасности нарушенных земель и охраны природной среды после завершения разработки месторождения Каражанбас.

Недропользователь производит ежегодные отчисления в Фонд ликвидации, создаваемый Подрядчиком Недропользователем, в размерах и в сроках, предусмотренных программой ликвидации в порядке и на условиях, установленных законодательством Республики Казахстан, с последующим использованием Подрядчиком для выполнения работ по ликвидации последствий разработки месторождения.

На практике ликвидационные работы проводятся специализированными бригадами по капитальному ремонту скважин, затраты по которым включаются в себестоимость добываемой продукции. Работы по ликвидации включают в себя ликвидацию фонда скважин, демонтаж всех наземных сооружений и оборудования, а также рекультивацию нарушенных земель. К ликвидируемым ОПФ нефтегазового производства относятся:

- подземные объекты, включающие в себя скважины различного назначения и конструкции – добывающие, нагнетательные, резервные скважины. В зависимости от конструкции, скважины могут быть сложные и не сложные, а также вертикальные, горизонтальные, наклонно-направленные и др.;
- наземные объекты, состоящие из системы промыслового обустройства, таких как сбор, транспорт УВ, электроснабжение, связь, промводоснабжение и др.

Порядок расчета размера ликвидационного фонда и отчислений в ликвидационный фонд бывает различным и оговаривается в лицензиях или контрактах на недропользование. Например, формирование ликвидационного фонда имеет множество вариантов, к которым относятся ежегодные отчисления в виде:

- периодических отчислений в ликвидационный фонд в зависимости от объемов добычи УВ с использованием норматива отчислений в ликвидационный фонд;



- отчислений в ликвидационный фонд в размере 1% от суммы эксплуатационных затрат;
- ликвидационных отчислений в размере 10 % от суммы всех капитальных затрат на разработку месторождения, начисляемых равными долями в течение лицензионного периода;
- ежегодных отчислений исходя из количества ликвидируемых скважин и рыночной стоимости ликвидации скважин, начисляемых также равными долями.

Таким образом, ликвидация последствий разработки месторождения необходима для обеспечения безопасности нарушенных земель и охраны природной среды после завершения разработки месторождения Каражанбас.

### **13.2 Основные условия проведения расчетов**

Для составления расчетов по определению величины ликвидационного фонда были использованы результаты технико-экономического анализа разработки месторождения Каражанбас. На основании результатов проведенного технико-экономического анализа по альтернативным вариантам разработки месторождения Каражанбас, в качестве рекомендуемого был выбран третий вариант разработки, который характеризуется наилучшими технологическими и экономическими показателями.

В соответствии с Дополнением №3 к Контракту №60 от 23.05.1997 года срок действия Контракта «на осуществление добычи углеводородного сырья на газонефтяном месторождении Каражанбас» продлен до 07.06.2035 года включительно.

Месторождение Каражанбас разрабатывается с 1980 года и на 01.01.2021 года добыто 55 615,1 тыс. тонн нефти. Предполагается, что за лицензионный период на месторождении будет добыто 30 196,9 тыс. тонн нефти.

Согласно статье 55, Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» финансирование работ, связанных с ликвидацией объекта, проводится за счет недропользователя.

В целях накопления достаточных средств для ликвидации последствий недропользования месторождения Каражанбас проведены расчеты по определению норматива ежегодных отчислений в ликвидационный фонд и величины ликвидационного фонда в зависимости от объема добытой нефти за соответствующий период.

Если сумма соответствующего обеспечения окажется недостаточной для покрытия расходов, государство вправе получить недостающую сумму из имущества недропользователя.



Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах 2021 года с переводом национальной валюты тенге в доллары США для упрощения дальнейших расчетов по курсу 430 тенге/\$ США, предусмотренным макроэкономическим прогнозом АО «НК КМГ». Предполагается, что на весь период расчета обменный курс останется неизменным.

Для определения уровней ликвидационных отчислений на перспективу, были использованы коэффициенты инфляции на уровне 2%, позволяющие учитывать рост общего уровня издержек, сопровождающийся потерей покупательной способности денежной единицы. В связи с этим величина отчислений в ликвидационный фонд была представлена в ценах с учетом инфляции и без учета инфляции.

Первым годом инфляции принят 2022 год, так как стоимость ликвидации определена в текущих ценах. В связи с этим инфляция за 2021 год не предусматривалась и в расчетах применен коэффициент инфляции, равный 1.

Согласно пункту 6 статьи 126 Кодекса, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море.

Предполагается, что отчисляемые средства в ликвидационный фонд будут храниться на специальном счете и использоваться по мере необходимости в соответствии с графиком ликвидации объектов месторождения Каражанбас.

### ***13.3 Определение базового норматива и ликвидационных отчислений***

В данном разделе при предварительном расчете величины ликвидационного фонда были использованы количественные значения ОПФ и стоимость 1 единицы каждого из ОПФ по проектам аналогам.

Предварительные расчеты по определению величины ликвидационного фонда были проведены по объемам добычи нефти – по базовому нормативу на 1 тонну добываемой нефти, по которому рассчитаны ликвидационные отчисления, отраженные в структуре эксплуатационных затрат.

Детальный расчет базового норматива ликвидационных отчислений на тонну добываемой нефти и величина ликвидационного фонда может быть уточнены только после составления «Проекта ликвидации и консервации объектов недропользования АО «Каражанбасмунай».

При разработке сметной документации должны будут учитываться ключевые направления ОПФ, состоящие из ликвидируемых объектов в зависимости от их функционального назначения и технических характеристик, к которым относятся:



- затраты на ликвидацию скважин согласно действующей организационно-технологической модели месторождения с учетом геологических условий бурения, применяемых материалов при строительстве скважин, удаленности от баз снабжения, внутрискважинного и устьевого оборудования;
- затраты на ликвидацию наземных объектов обустройства месторождения с учетом их количественного состава и технического состояния;
- затраты на демонтаж наземных объектов обустройства на конец лицензионной разработки месторождения;
- затраты на техническую рекультивацию нарушенных земель.

В таблице 13.3.1 представлен предварительный сводный сметный расчет ликвидации недропользования месторождения Каражанбас.

Таблица 13.3.1– Сводный сметный расчет ликвидации объектов недропользования месторождения Каражанбас

| № смет и расчетов   | Наименование работ и затрат  | Сметная стоимость           |               | Всего         |
|---------------------|--|-----------------------------|---------------|---------------|
|                     |  | строительно-монтажных работ | прочих затрат |               |
|                     |  | тыс.тенге                   | тыс.тенге     | тыс.тенге     |
| 1                   | 2  | 3                           | 4             | 5             |
|                     | <b>Глава 1. Затраты на подготовительные работы по территории строительства</b>               |                             |               |               |
| 1-1                 | Техническая рекультивация нарушенных земель и рекультивация замазученных земель              | 74 061,83                   | -             | 74 061,83     |
|                     | <b>Всего по главе 1:</b>   | 74 061,83                   |               | 74 061,83     |
|                     | <b>Глава 2. Основные объекты строительства</b>   |                             |               |               |
| 2-1                 | Ликвидация добывающих скважин - 2849 скважин   | 33 840 372,04               | -             | 33 840 372,04 |
| 2-2                 | Ликвидация нагнетательных и водозаборных скважин - 771 скважин                               | 9 157 924,48                | -             | 9 157 924,48  |
| 2-3                 | Демонтаж обустройства ГЗУ (ГУ) - 8 шт.   | 202 817,36                  |               | 202 817,36    |
| 2-4                 | Демонтаж объектов ДНС - 1 шт.  | 61 110,88                   |               | 61 110,88     |
| 2-5                 | Возврат стоимости металла от сдачи на утилизацию (предполагаемый)                            | -138 315,60                 | -             | -138 315,60   |
| 2-6                 | Демонтаж технологического оборудования (парогенераторы, печи подогрева, газосепараторы ит.д) | 241 924,10                  |               | 241 924,10    |
| 2-7                 | Демонтаж объектов БКНС - 4 шт.   | 154 673,40                  |               | 154 673,40    |
| 2-8                 | Демонтаж трубопроводов - 1 183,196 км  | 1 417 575,30                |               | 1 417 575,30  |
| 2-9                 | Демонтаж прочих ОПФ  | 4 614 582,68                |               | 4 614 582,68  |
| 2-10                | Дополнительно - ликвидация проектных добывающих и нагнетательных скважин – 1 395 скв.        | 16 569 785,54               | -             | 16 569 785,54 |
| 2-11                | Дополнительно - ликвидация ГУ и ЗУ   | -                           | -             | -             |
| 2-12                | Дополнительно - демонтаж трубопроводов, водоводов – 298 км                                   | 303 138,95                  | -             | 303 138,95    |
|                     | <b>Всего по главе 2:</b>   | 66 425 589,13               | -             | 66 425 589,13 |
|                     | <b>Глава 5. Объекты транспортного хозяйства и связи</b>                                      |                             |               |               |
| 5-1                 | Ликвидация внутрипромысловых дорог АСБ   | 1 642 020,14                | -             | 1 642 020,14  |
|                     | <b>Всего по главе 5:</b>   | 1 642 020,14                | -             | 1 642 020,14  |
|                     | <b>ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-7:</b>  | 68 141 671,10               | -             | 68 141 671,10 |
| НДЗ РК 8.04-05-2015 | <b>Глава 8. Временные здания и сооружения</b>  | -                           |               | -             |
|                     | Временные здания и сооружения - 3,5%*0,8=2,8%  | 1 907 966,79                | -             | 1 907 966,79  |



|                            |  |                      |                   |                      |
|----------------------------|--|----------------------|-------------------|----------------------|
|                            | <b>Всего по главе 8:</b>   | 1 907 966,79         | -                 | 1 907 966,79         |
|                            | <b>ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-8:</b>  | 70 049 637,89        | -                 | 70 049 637,89        |
| НДЗ РК<br>8.04-06-<br>2015 | <b>Глава 9. Дополнительные затраты на строительство</b>                        | -                    |                   | -                    |
|                            | Производство строительно-монтажных работ в зимнее время - $0,8*1*1,05=0,84\%$  | 588 416,96           | -                 | 588 416,96           |
|                            | <b>Всего по главе 9:</b>   | 588 416,96           | -                 | 588 416,96           |
| СН РК<br>8.02-02-<br>2002  | <b>ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-9:</b>  | 70 638 054,85        | -                 | 70 638 054,85        |
|                            | Непредвиденные работы и затраты - 2%   | 1 412 761,10         |                   | 1 412 761,10         |
|                            | <b>ИТОГО СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ ПО ЛИКВИДАЦИИ И ДЕМОНТАЖА, без НДС</b>              | <b>72 050 815,94</b> | -                 | <b>72 050 815,94</b> |
|                            | Затраты на осуществление авторского надзора                                    |                      | 72 050,82         | <b>72 050,82</b>     |
|                            | Затраты на осуществление технического надзора                                  |                      | 134 283,99        | <b>134 283,99</b>    |
|                            | Платежи за выбросы вредных веществ при ликвидации последствий недропользования |                      | 644 191,99        | <b>644 191,99</b>    |
|                            | <b>ВСЕГО СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ ПО ЛИКВИДАЦИИ И ДЕМОНТАЖА ОПФ, без НДС</b>          | <b>72 050 815,94</b> | <b>850 526,79</b> | <b>72 901 342,74</b> |

На основании предварительных сметных расчетов предполагаемая величина общего ликвидационного фонда по месторождению Каражанбас с учетом новых проектных 1 348 добывающих и 47 паронагнетательных скважин, а также надземных объектов составит **72 901,3 млн. тенге** без учета НДС:

- сметная стоимость ликвидации скважин – 59 568,1 млн. тенге;
- стоимость демонтажа объектов недропользования и всей наземной инфраструктуры – 12 408,7 млн. тенге;
- рекультивация замозученных земель и техническая рекультивация нарушенных земель – 74,1 млн. тенге;
- прочие затраты при ликвидации – 206,3 млн. тенге;
- платежи за выбросы вредных веществ – 644,2 млн. тенге;

Необходимо отметить, что согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

Для расчета ежегодных отчислений в ликвидационный фонд был использован удельный норматив на добычу 1 тонны нефти, представляющий собой соотношение затрат на ликвидацию объектов к суммарной добыче нефти за лицензионный период разработки месторождения.

Итак, по предварительным расчетам величина базового норматива по месторождению Каражанбас с учетом ликвидации новых проектных 1 348 добывающих и 47 паронагнетательных скважин, а также надземных объектов составила:

- **2 414,2 тенге/тонна** нефти или



- **5,61 \$/тонна нефти** при курсе 430 тенге/\$.

Далее, исходя из размера базового норматива отчислений в ликвидационный фонд и проектируемого объема добычи нефти на месторождении Каражанбас по рекомендуемому третьему варианту была рассчитана сумма ликвидационных отчислений за лицензионный период, приведенные в структуре эксплуатационных затрат и отраженные в таблице 4.3.7.

Стоит отметить, что в соответствии с пунктом 11 статьи 126 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», к ликвидации последствий недропользования по углеводородам не относится ликвидация скважин, и осуществляется в соответствии со статьей 128 настоящего Кодекса, что значительно влияет на сумму ежегодных отчислений в ликвидационный фонд. Учитывая изложенное в Кодексе, в рамках данного проекта были ориентировочно определены общая величина ликвидационного фонда и ожидаемая перечисляемая сумма ежегодных отчислений на специальный депозитный счет, за исключением затрат на ликвидацию скважин и накопленных отчислений на дату составления проекта.

Расчет отчислений в ликвидационный фонд приведен в таблице 13.3.2. Итоговые значения показателей проведенных расчетов представлены в таблице 13.3.3





Таблица 13.3.2- Расчет отчислений в ликвидационный фонд в соответствии с объемами добычи нефти по рекомендуемому варианту 3

| №<br>п/<br>п                                | Год<br>расче<br>та | Индекс<br>инфля-<br>ции | Базовый<br>норматив<br>отчислений в<br>ликвидационный<br>фонд в ценах<br>без учета<br>инфляции |                          | Базовый<br>норматив<br>отчислений в<br>ликвидационны<br>й фонд в ценах с<br>учетом<br>инфляции<br>при ставке 2% |                          | Объем<br>добычи<br>нефти<br>за про-<br>ектный<br>период | Общие<br>планируемые<br>отчисления в<br>ликвидационный<br>фонд в<br>ценах без учета<br>инфляции |              | Общие<br>планируемые<br>отчисления в<br>ликвидационный<br>фонд в ценах с<br>учетом инфляции<br>при ставке 2% |               | Отчисления<br>(затраты) на<br>ликвидацию<br>скважин, в ценах<br>с учетом<br>инфляции при<br>ставке 2% |          | Накопленные<br>отчисления на<br>депозитном<br>счете, на<br>отчетную дату |        | Итого к<br>перечислению, в<br>ценах с учетом<br>инфляции при<br>ставке 2% |         |
|---|--------------------|-------------------------|--|--------------------------|---|--------------------------|---|---|--------------|--|---------------|---|----------|--|--------|---|---------|
|   |                    |                         | д.е.   | тенге/<br>тонна<br>нефти | \$/тонн<br>а<br>нефти   | тенге/<br>тонна<br>нефти |   | \$/тонн<br>а<br>нефти   | тыс.<br>тонн | тыс.тенге  | тыс.<br>тенге | тыс.<br>тенге   | тыс.\$   | тыс.<br>тенге  | тыс.\$ | тыс.<br>тенге   | тыс.\$  |
| 1   | 2                  | 3                       | 4  | 5                        | 6   | 7                        | 8   | 9   | 10           | 11   | 12            | 13  | 14       | 15   | 16     | 17  | 18      |
| 1   | 2021               | 1,000                   | 2 414,20   | 5,61                     | 2 414,20  | 5,61                     | 2 100,20  | 5 070 299,1   | 11 791,4     | 5 070 299,1  | 11 791,4      | 4 142 968,9   | 9 634,8  |  | 0,0    | 927 330,2   | 2 156,6 |
| 2   | 2022               | 1,020                   | 2 414,20   | 5,61                     | 2 462,48  | 5,73                     | 2 140,39  | 5 167 321,3   | 12 017,0     | 5 270 667,7  | 12 257,4      | 4 306 691,1   | 10 015,6 |  |        | 963 976,6   | 2 241,8 |
| 3   | 2023               | 1,040                   | 2 414,20   | 5,61                     | 2 510,76  | 5,84                     | 2 165,84  | 5 228 763,2   | 12 159,9     | 5 437 913,7  | 12 646,3      | 4 443 348,8   | 10 333,4 |  |        | 994 565,0   | 2 312,9 |
| 4   | 2024               | 1,060                   | 2 414,20   | 5,61                     | 2 559,05  | 5,95                     | 2 177,11  | 5 255 959,5   | 12 223,2     | 5 571 317,1  | 12 956,6      | 4 552 353,3   | 10 586,9 |  |        | 1 018 963,7   | 2 369,7 |
| 5   | 2025               | 1,080                   | 2 414,20   | 5,61                     | 2 607,33  | 6,06                     | 2 186,04  | 5 277 526,8   | 12 273,3     | 5 699 728,9  | 13 255,2      | 4 657 279,4   | 10 830,9 |  |        | 1 042 449,5   | 2 424,3 |
| 6   | 2026               | 1,100                   | 2 414,20   | 5,61                     | 2 655,62  | 6,18                     | 2 143,72  | 5 175 362,4   | 12 035,7     | 5 692 898,6  | 13 239,3      | 4 651 698,3   | 10 817,9 |  |        | 1 041 200,3   | 2 421,4 |
| 7   | 2027               | 1,120                   | 2 414,20   | 5,61                     | 2 703,90  | 6,29                     | 2 092,07  | 5 050 664,4   | 11 745,7     | 5 656 744,1  | 13 155,2      | 4 622 156,3   | 10 749,2 |  |        | 1 034 587,9   | 2 406,0 |
| 8   | 2028               | 1,140                   | 2 414,20   | 5,61                     | 2 752,18  | 6,40                     | 2 075,26  | 5 010 085,9   | 11 651,4     | 5 711 498,0  | 13 282,6      | 4 666 895,9   | 10 853,2 |  |        | 1 044 602,0   | 2 429,3 |
| 9   | 2029               | 1,160                   | 2 414,20   | 5,61                     | 2 800,47  | 6,51                     | 2 054,20  | 4 959 251,4   | 11 533,1     | 5 752 731,6  | 13 378,4      | 4 700 588,2   | 10 931,6 |  |        | 1 052 143,5   | 2 446,8 |
| 10  | 2030               | 1,180                   | 2 414,20   | 5,61                     | 2 848,75  | 6,63                     | 2 015,07  | 4 864 770,5   | 11 313,4     | 5 740 429,2  | 13 349,8      | 4 690 535,8   | 10 908,2 |  |        | 1 049 893,4   | 2 441,6 |
| 11  | 2031               | 1,200                   | 2 414,20   | 5,61                     | 2 897,04  | 6,74                     | 1 963,24  | 4 739 649,3   | 11 022,4     | 5 687 579,2  | 13 226,9      | 4 647 351,8   | 10 807,8 |  |        | 1 040 227,4   | 2 419,1 |
| 12  | 2032               | 1,220                   | 2 414,20   | 5,61                     | 2 945,32  | 6,85                     | 1 886,11  | 4 553 438,4   | 10 589,4     | 5 555 194,8  | 12 919,1      | 4 539 179,8   | 10 556,2 |  |        | 1 016 015,0   | 2 362,8 |
| 13  | 2033               | 1,240                   | 2 414,20   | 5,61                     | 2 993,60  | 6,96                     | 1 811,66  | 4 373 693,6   | 10 171,4     | 5 423 380,1  | 12 612,5      | 4 431 473,3   | 10 305,8 |  |        | 991 906,8   | 2 306,8 |
| 14  | 2034               | 1,260                   | 2 414,20   | 5,61                     | 3 041,89  | 7,07                     | 1 731,64  | 4 180 506,7   | 9 722,1      | 5 267 438,4  | 12 249,9      | 4 304 052,5   | 10 009,4 |  |        | 963 386,0   | 2 240,4 |
| 15  | 2035               | 1,280                   | 2 414,20   | 5,61                     | 3 090,17  | 7,19                     | 1 654,40  | 3 994 050,3   | 9 288,5      | 5 112 384,3  | 11 889,3      | 4 177 356,9   | 9 714,8  |  |        | 935 027,4   | 2 174,5 |
| Итого за лицензионный период 2021-2035 гг.: |                    |                         |  |                          |   |                          | 30 197  | 72 901 343  | 169 538      | 82 650 205   | 192 210       | 67 533 930  | 157 056  | 0  | 0      | 15 116 275  | 35 154  |



Таблица 13.3.3– Итоговые значения показателей расчета ликвидационных отчислений по рекомендуемому варианту 3

| № п/п | Наименование показателей  | ЕИ                | Значение показателей за лицензионный период |
|-------|---|-------------------|---|
| 1     | 2   | 3                 | 4   |
| 1     | Лицензионный период   | годы              | 2021 - 2035                                 |
| 2     | Объем добычи нефти  | тыс.тонн          | 30 196,9                                    |
| 3     | КИН   | %                 | 0,276                                       |
| 4     | Базовый норматив отчислений в ликвидационный фонд                                   | тенге/тонна нефти | 2 414,2                                     |
|       |   | \$/тонна нефти    | 5,61  |
| 5     | Общая планируемая сумма отчислений в ликвидационный фонд в ценах без учета инфляции | тыс.тенге         | 72 901 343                                  |
|       |   | тыс.\$            | 169 538                                     |
| 6     | Общая планируемая сумма отчислений в ликвидационный фонд в ценах с учетом инфляции  | тыс.тенге         | 82 650 205                                  |
|       |   | тыс.\$            | 192 210                                     |
| 7     | Отчисления (затраты) на ликвидацию скважин, в ценах с учетом инфляции               | тыс.тенге         | 67 533 930                                  |
|       |   | тыс.\$            | 157 056                                     |
| 8     | Накопленные отчисления на депозитном счете, на отчетную дату                        | тыс.тенге         | -   |
|       |   | тыс.\$            | -   |
| 9     | Итого к перечислению, в ценах с учетом инфляции                                     | тыс.тенге         | 15 116 275                                  |
|       |   | тыс.\$            | 35 154                                      |

## ВЫВОДЫ

Проведенные расчеты определяют предварительную стоимость инвестиции, необходимых для ликвидации последствий нефтяных операций на месторождении Каражанбас за лицензионный период.

Расчетная величина ликвидационного фонда за лицензионный период составит в ценах с учетом инфляции 82 650 млн.тенге или 192,2 млн.\$, из них оценочно к перечислению 15 116 млн.тенге или 35,2 млн.\$ при базовом нормативе ликвидационных отчислений на уровне 2 414,2 тенге/тонна нефти.

Детальный расчет базового норматива ликвидационных отчислений на тонну добываемой нефти и величина ликвидационного фонда могут быть уточнены только после составления ПСД «Проект ликвидации и консервации объектов недропользования АО «Каражанбасмунай».

Следует отметить, что при расчете величины отчислений в ликвидационный фонд следует обязательно учитывать уровень инфляции и курсовую разницу, оказывающие значительное влияние на итоговую сумму ликвидационного фонда.



**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. «Пересчет начальных запасов нефти, растворенного газа, газа газовой шапки и попутных компонентов месторождения Каражанбас. ТЭО КИН» по состоянию изученности на 02.01.2020 г.
2. Шестаков А.Г., Джангиров А.Н. и др. Отчет о результатах переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д на месторождении Каражанбас в 2019г, г.Алматы, ТОО «PGS Kazakhstan», 2019 г.
3. Денисов Ю. отчет «Окончательный отчет по контракту на проведение сейсморазведочных работ 3D на площади Западный и Восточный Каражанбас», 2001г.
4. Нагорный В.Б. отчет «Окончательный отчет по контракту на проведение сейсморазведочных работ 2D и 3D на площадях Северный и Центральный Каражанбас», 2005г.
5. «Подсчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Каражанбас по состоянию на 01.07.2007 г.», АО «НИПИнефтегаз», 2007 год.
6. «Уточненный проект разработки месторождения Каражанбас» 2009 г., АО «НИПИнефтегаз».
7. Отчет на тему «Анализ разработки месторождения Каражанбас по состоянию на 01.07.2019 г.», Филиал ТОО КМГ Инжиниринг КазНИПИМунайгаз в г. Актау
8. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр. Астана, 15.06.2018 г. № 239.
9. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. Астана, 30.12.2014 г.
10. «Геологический контроль за соблюдением выполнений проектных решений при бурении горизонтальных скважин», 2016г.
11. «Технологической схемой разработки опытно-промышленных участков м. Каражанбас термическими методами», 1978 г
12. «Технологическая схема разработки месторождения Каражанбас с применением термических методов», 1984 год
13. «Комплексный анализ разработки месторождения Каражанбас», 1993 г
14. Проект разработки 2001 г
15. Отчет на тему «Анализ разработки месторождения Каражанбас по состоянию на 01.01.2020 г.», Филиал ТОО КМГ Инжиниринг КазНИПИМунайгаз в г. Актау

