

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КОЖАН»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «ОРТИМУМ»**

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

АО «Кожан»

Yu Longkun

2022 г.



**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОРСКОЕ, ВКЛЮЧАЯ
БЛОК ОГАЙСКОЕ
по состоянию на 01.01.2022 г.
Договор №255-21**

**Генеральный директор
ТОО «Проектный институт «ОРТИМУМ»**



Б.К. Құрманов

г. Актау, 2022 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

| | |
|--|----------------------------|
| Руководитель службы разработки №1, ответственный исполнитель _____ А.Н. Карайдарова | (разд. 1, 3, 4, 8) |
| Зам. генерального директора по науке _____ А.Е. Малютина | (общее руководство) |
| Руководитель службы подсчета запасов _____ К.М. Абекеева | (разд. 2, 10, п.разд. 8.2) |
| Руководитель службы проектирования строительства скважин _____ Ю.М. Кулиев | (разд. 7) |
| Руководитель службы охраны окружающей среды _____ Т.Г. Пушкинка | (разд. 9) |
| Руководитель службы петрофизики _____ Н.А. Драган | (п.разд. 2.2, 2.4, 8.1) |
| Руководитель службы техники и технологии добычи нефти и газа _____ Н.С. Пагуба | (разд. 6, 8) |
| Главный специалист службы подсчета запасов _____ Г.Р. Кызылкулова | (разд. 2, 10, п.разд. 8.2) |
| Экономист по ТЭО службы разработки №1 _____ А.С. Мустафина | (разд. 5, 12, п.разд. 3.5) |
| Специалист службы оформления проектов _____ Баталова О.Н. | (оформление отчета) |
| Специалист службы оформления проектов _____ Диортгесова М.И. | (оформление отчета) |

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1
к Договору № 255-21
от « 05 » 08 2021 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на выполнение работ по разработке проектного документа
«Проект разработки
месторождения Морское включая блок Огайское» по состоянию на 01.01.2022г. и проект «ПредОВОС»

| | | |
|----|------------------------------------|--|
| 1. | Основание для выдачи задания: | Контракт № 1103 от 17 февраля 2003 года на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Морское, расположенного в Атырауской области, между Министерством нефти и газа Республики Казахстан и АО «Кожан» |
| 2. | Целевое назначение работ | <ul style="list-style-type: none"> Уточнение основных технологических показателей, обоснование оптимального варианта разработки месторождения. |
| 3. | Исходные данные для проектирования | <ul style="list-style-type: none"> Проект поисковых работ на площади Морское, (протокол ЦКРР РК №215 от 08.09.2011 г.); Проект оценочных работ на контрактной территории Морское, (протокол ЦКРР РК №31 от 25.12.2012 г.); Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Морское по состоянию на 01.10.2012 г.» (протокол ЦКРР РК №32 от 14.01.2013 г.); Пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское по состоянию на 01.09.2012 г, (протокол ГКЗ РК № 1303-13-У от 11.07.2013 г.); «Подсчет запасов нефти и газа по блоку Огайское на контрактной территории месторождения Морское» по состоянию изученности на 01.02.2013г.. (протокол ГКЗ РК № 1363-13-У от 12.12.2013 г.); Уточненная технологическая схема разработки месторождения Морское, (протокол ЦКРР РК № 42/7 от 22.11.2013 г.); Дополнение к проекту оценочных работ на контрактной территории Морское, (протокол ЦКРР РК №48/32 от 30.05.2014 г.); «Технологическая схема разработки месторождения Огайское (по состоянию на 01.01.2014 г.)» (протокол ЦКРР РК № 51/8 от 12.09.2014 г.); Перевод запасов нефти и растворенного газа из категории С₂ в категорию С₁ месторождения Морское Атырауской области Республики Казахстан по состоянию на 01.05.2015 г. (протокол ГКЗ РК № 1573-15-У от 03.07.15г.); Анализ разработки месторождения Морское по состоянию на 01.01.2015 г. (протокол ЦКРР РК № 62-12 от 27.08.15г.); «Совместный пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 02.01.2016 г.»(Атырауской области Республики Казахстан),(протокол ГКЗ РК № 1670-16-У от 05.05.16г.); «Технологической схеме разработки месторождения Морское включая блок Огайское» (протокол ЦКРР РК № 75/3 от 19.08.16г.); Дополнения №2 к Проекту оценочных работ на контрактной территории Морское, расположенной в Атырауской области РК(протокол ЦКРР РК № 84/11 от 28.04.17г.); «Анализ разработки месторождения Морское» по состоянию на 01.07.2017 г.» (протокол ЦКРР РК № 89/7 от 29.09.17г.); Дополнения №3 к Проекту оценочных работ на контрактной территории Морское, расположенной в Атырауской области РК(протокол ЦКРР РК №6/1 от 31.05.2018г. «Прирост и перевод запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.07.2017 г.»(Атырауской области Республики Казахстан),(протокол ГКЗ РК № 1904-18-У от 03.03.18г.); Проект разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» (протокол ЦКРР РК № 2/13 от 05.10.18г.); «Проект разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Морское (протокол ЦКРР РК № 11/4 от 28.06.19г.); «Пересчет запасов нефти и газа по месторождению Морское, включая блок Огайское» по состоянию на 01.11.2018г. |
| 4. | Состав и содержание работы | <ol style="list-style-type: none"> Общие сведения о месторождении Геолого-физическая характеристика месторождения Подготовка геолого-промысловой и технико-экономической основы для |

«Кожан» АҚ заң кеңесшісі
Орталық АҚ «Кожан»

| | | |
|----|--|---|
| | | <p>проектирования разработки</p> <p>4. Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки.</p> <p>5. Технико-экономический анализ проектных решений</p> <p>6. Техника и технология добычи нефти и газа</p> <p>7. Требования к конструкциям скважин, производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин</p> <p>8. Обоснование проекта плана добычи нефти, газа, объемов буровых работ</p> <p>9. Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования</p> <p>10. Охрана недр и окружающей среды природной среды</p> <p>11. Основные проектные решения</p> <p>12. Мероприятия по доразведке месторождения</p> <p>13. Расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования</p> |
| 5. | Основные требования к проектному документу | <ul style="list-style-type: none"> • Проектный документ должен соответствовать требованиям инструкций и методических указаний по составлению проектных документов по изучению недр в Республике Казахстан: • Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых от 15.06.2018 г. • Кодекс о недрах и недропользовании с 29.06.18г. • Проектный документ должен своевременно и в надлежащем виде представлено для рассмотрения Заказчику; рассмотрен в ЦКРР РК и утвержден уполномоченным органом по изучению и использованию недр. • Наличие лицензионного программного обеспечения для разработки календарных планов, распределения ресурсов по задачам, отслеживания прогресса и анализа объемов работ (MS Project или аналог). • Наличие лицензионного программного обеспечения для работы с результатами данных сейсмической интерпретации (предоставить сканированную копию с оригинала лицензионного соглашения (HampsonRussell, Geographix или аналог), договор купли-продажи, акт-прием передачи, счет-фактуру или договор аренды). • Наличие лицензионного программного обеспечения для работы с материалами ГИС (предоставить сканированную копию с оригинала лицензионного соглашения (Techlog, Geolog, GeoOffice Solver или аналог), договор купли-продажи, акт-прием передачи, счет-фактуру или договор аренды). • Наличие лицензионного программного обеспечения для работы с разрабатываемой геологической моделью и создания графических приложений (предоставить сканированную копию с оригинала лицензионного соглашения (Petrel или аналог), договор купли-продажи, акт-прием передачи, счет-фактуру или договор аренды). • Наличие лицензионного программного обеспечения для работы с разрабатываемой гидродинамической моделью и создания графических приложений (предоставить сканированную копию с оригинала лицензионного соглашения (Eclipse, tNavigator, или аналог), договор купли-продажи, акт-прием передачи, счет-фактуру или договор аренды). • Наличие лицензионного программного обеспечения для расчета загрязнения атмосферы, инвентаризации и расчета выбросов парниковых газов, расчета количества образования отходов (ЭРА или аналог) подтвержденное договором покупки или аренды. • Иметь в наличии сертифицированную аккредитованную организацией систему (сертифицированных систем) менеджмента качества в соответствии с требованиями государственных стандартов согласно действующему законодательству РК, с областью сертификации - геолого-гидродинамического моделирования; природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной иной деятельности (приложить сканированную копию с оригинала). <ul style="list-style-type: none"> ○ Наличие необходимой лицензии для разработки отчета в области эксплуатации горных производств; ○ Наличие лицензии на природоохранное проектирование. <p>○ Все согласования с Заказчиком в области геологии и разработки определяются Протоколом на дату согласования. Все дальнейшие изменения ведут к пересмотру Календарного плана.</p> |

| | | |
|-----|---|---|
| | | <ul style="list-style-type: none"> ○ Подрядчик обязуется устранить все замечания за свой счет, которые могут возникнуть: - при согласовании предварительных результатов с Заказчиком. - при рассмотрении проектного документа в государственных органах. ○ Все дополнительные вопросы, не нашедшие отражения в настоящем техническом задании, которые могут возникнуть у Заказчика или Подрядчика, рассматриваются в рабочем порядке. |
| 6. | Оценка воздействия на окружающую среду | <p>Проект «ПредОВОС». При необходимости подрядчик готовит пакет для подачи заявки, в т.ч. Проект ППМ на сайт электронного лицензирования Республики Казахстан http://www.elicense.kz от имени Заказчика. Заказчик загружает пакет документов, предоставленный Подрядчиком, на портал электронного лицензирования Республики Казахстан http://www.elicense.kz через ЭЦП Заказчика. Подрядчик предоставляет положительные заключения государственных экспертиз на проект, разрешения на эмиссию, согласованный план природоохранных мероприятий. В случае необходимости самостоятельно и за свой счет подготовить и опубликовать объявление о проведении общественных слушаний по плану природоохранных мероприятий (рус. и каз. языках), организовать и провести общественные слушания согласно утвержденных правил проведения общественных слушаний. Самостоятельно за свой счет и своими силами обеспечить присутствие на общественных слушаниях местных исполнительных и представительных органов, государственных органов, к компетенции которых относится принятие обсуждаемых решений, заинтересованной общественности, жителей районов. Проведение общественных слушаний в специально оборудованном конференц-зале (Заказчик не имеет собственного конференц-зала).</p> |
| 7. | Ожидаемые результаты | <p>Составление «Проект разработки месторождения Морское» и Проекта «ПредОВОС» в соответствии с существующими инструкциями, правилами и стандартами.</p> <p>Рассмотрение проекта в АО «КоЖаН» и утверждение протокола;</p> <p>Проектный документ должен своевременно и в надлежащем виде представлено на рассмотрения и согласования в уполномоченных и компетентных органах по изучению и использованию недр с получением заключения экспертизы</p> <p>Согласование Проекта с экспертом ЦКРР РК и работа по замечаниям;</p> <p>Защита Проекта в ЦКРР РК и сдача работы Заказчику.</p> |
| 8. | Срок выполнения работ | <p>В течение 90 календарных дней с даты получения исходных данных и после получение протокола ГКЗ РК (с учетом времени в уполномоченных и компетентных органах и защиты на ЦКРР РК).</p> |
| 9. | Форма отчетной документации | <ul style="list-style-type: none"> • Передача Заказчику 5 (пяти) экземпляров Проекта с графическими приложениями на бумажных носителях и в цифровом виде в количестве 3 экземпляров. <p>Отчет представляется Заказчику в электронном виде на CD-R:</p> <ul style="list-style-type: none"> - текстовая часть – Word; - табличные приложения – Excel; - рисунки и графические приложения в двух экземплярах, в виде рисунков (форматы: Jpg) и в виде векторной графики (CorelDraw). другие форматы графических приложений не принимаются. |
| 10. | Количество отчетной документации, предоставляемой Заказчику | <ul style="list-style-type: none"> • Заказчику Подрядчиком передается отчет и все сопутствующие материалы в аналоговом варианте (жесткий переплет), включая экспертные заключения, и протокола ЦКРР РК. • Проектный документ должен быть представлен в виде отчета на бумажном и электронном носителе. Текст отчета должен быть представлен в формате word и pdf, таблицы в формате Excel, графические приложения в формате Corel Draw-15 версия, другие форматы графических приложений не принимаются. |

ЗАКАЗЧИК



Pang Jingming
(Пан Джиминг)

ИСПОЛНИТЕЛЬ

Генеральный директор



Курманов Б.К.

12

"КоЖаН" АҚ заң кеңесшісі
Юрисконсульт АО "КоЖаН"

РЕФЕРАТ

Авторы: Малютина А.Е., Карайдарова А.Н., Пагуба Н.С. и др.

Проектная организация: ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ», г.Актау, мкр. 3, здание №23, 130000, Мангыстауская область Республика Казахстан. Государственная лицензия №16004668 от 14.03.2016 года «Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа»

Недропользователь: АО «КоЖаН», г. Атырау, ул. Бактыгерей Құлманов, 105, 060011, Атырауская область Республики Казахстан. Контракт на разведку и добычу УВС между Министерством энергетики Республики Казахстан и АО «КоЖаН» №1103 от 17.02.2003 г. с дополнениями №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 на месторождении Морское расположенное в пределах блоков ХХІХ-14-D (частично), Е (частично); ХХХ-14-A (частично), В (частично) в Атырауской области.

«Проект разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» состоит из:

Книга I – текст отчета содержит 188 страниц, включая 35 таблиц, 18 рисунков.

Книга II – текст отчета содержит 181 страниц, включая 58 таблиц, 7 рисунков и 30 табличных приложений.

Папка – 46 графических приложений, на 46 листах, ДСП – 46.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, ОБЪЕКТ, НЕФТЬ, ГАЗ, ВОДА, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, СКВАЖИНА, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ТЕМПЕРАТУРА, ДЕПРЕССИЯ, ДЕБИТ, ДОБЫЧА, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ, ППД, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ.

Область применения – нефтепромысел месторождения Морское, включая блок Огайское, контрактная территория АО «КоЖаН»

Составитель реферата

Карайдарова А.Н.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|------------|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 15 |
| 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ | 17 |
| 2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 19 |
| 2.1 Характеристика геологического строения | 19 |
| 2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородность | 51 |
| 2.2.1 Характеристика средних значений толщин | 51 |
| 2.2.2 Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности | 51 |
| 2.3 Состав и свойства нефти и воды | 72 |
| 2.3.1 Свойства нефти в поверхностных условиях..... | 72 |
| 2.3.2 Свойства нефти в пластовых условиях | 82 |
| 2.3.3 Состав и свойства растворенного в нефти газа..... | 89 |
| 2.3.3 Состав и свойства свободного газа | 92 |
| 2.3.4 Состав пластовых вод..... | 99 |
| 2.4 Оценка изменения физико-гидродинамических характеристик продуктивных горизонтов..... | 108 |
| 2.5 Запасы нефти и растворенного газа | 122 |
| 3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ | 135 |
| 3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности | 135 |
| 3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения..... | 136 |
| 3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки..... | 136 |
| 3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов | 155 |
| 3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов..... | 156 |
| 3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки..... | 156 |
| 3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки | 157 |
| 3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки..... | 158 |
| 3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки | 158 |
| 3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики..... | 162 |
| 3.4.3 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин | 167 |
| 3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей | 169 |
| 4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ..... | 173 |
| 4.1 Технологические показатели вариантов разработки..... | 173 |
| 4.2 Экономические показатели разработки..... | 202 |
| 4.2.1 Показатели экономической оценки вариантов разработки | 203 |
| 4.2.2 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат | 209 |
| 4.2.2.1 Капитальные затраты..... | 209 |
| 4.2.2.2 Эксплуатационные затраты | 213 |
| 4.2.2.3 Бюджетная эффективность проекта | 219 |

| | |
|--|------------|
| 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ | 224 |
| 5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки..... | 224 |
| 6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА | 229 |
| 6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин..... | 229 |
| 6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов | 236 |
| 6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин | 248 |
| 6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа | 255 |
| 6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента | 258 |
| 6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт | 263 |
| 7 ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН | 266 |
| 7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ | 266 |
| 7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин | 272 |
| 8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ | 276 |
| 9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ | 278 |
| 9.1 Контроль физико-химических свойств нефти, газа и воды | 283 |
| 9.2 Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования..... | 285 |
| 10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ | 287 |
| 11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 288 |
| 12 ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ | 290 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ | 292 |
| ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ..... | 293 |

СПИСОК ТАБЛИЦ

| | |
|---|-----|
| Таблица 2.1.1 – Месторождение Морское. Характеристика залежей | 48 |
| Таблица 2.2.1 – Месторождение Морское. Характеристика толщин залежей | 53 |
| Таблица 2.2.2– Месторождение Морское. Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов..... | 63 |
| Таблица 2.2.1 – Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности по объектам разработки | 68 |
| Таблица 2.2.2-Ряды распределения проницаемости залежей нижнего мела..... | 71 |
| Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти продуктивных горизонтов | 78 |
| Таблица 2.3.2 – Свойства пластовой нефти..... | 86 |
| Таблица 2.3.3 – Компонентный состав нефтяного газа (мольное содержание, %) | 94 |
| Таблица 2.3.4 – Компонентный состав свободного газа | 98 |
| Таблица 2.3.5 – Характеристика пластовой воды и содержания ионов и примесей по залежам | 100 |
| Таблица 2.4.1 – Результаты капилляриметрических исследований на образцах керна..... | 114 |
| Таблица 2.4.2 – Основные параметры насыпной модели пласта и результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой по новым скважинам..... | 116 |
| Таблица 2.4.3 – Результаты определения фазовых проницаемостей для нефти и воды..... | 117 |
| Таблица 2.4.4 – Определение динамической пористости..... | 119 |
| Таблица 2.5.1 – Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Морское, включая блок Огайское..... | 123 |
| Таблица 2.5.2 – Подсчет начальных запасов свободного газа и газа газовой шапки месторождения Морское, включая блок Огайское..... | 130 |
| Таблица 3.2.1.1 – Характеристика фонда скважин месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.01.2022 г. | 140 |
| Таблица 3.2.1.2 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Распределение дебита нефти в добывающих скважинах на 01.01.2022 г. | 141 |
| Таблица 3.2.1.3 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Распределение дебита жидкости в добывающих скважинах на 01.01.2022 г. | 142 |
| Таблица 3.2.1.4 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Распределение действующего фонда нагнетательных скважин по различным диапазонам приемистости по состоянию на 01.01.2022 г. | 143 |
| Таблица 3.2.1.5 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Распределение обводненности в добывающих скважинах на 01.01.2022 г. | 143 |
| Таблица 3.2.1.6 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Характеристика новых скважин по состоянию на 01.01.2022 г. | 144 |
| Таблица 3.2.1.7 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Морское, включая блок Огайское..... | 148 |
| Таблица 3.2.1.8 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект I. Сравнение проектных и фактических показателей разработки..... | 150 |
| Таблица 3.2.1.9 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект II. Сравнение проектных и фактических показателей разработки | 152 |
| Таблица 3.2.1.10 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект III. Сравнение проектных и фактических показателей разработки..... | 154 |
| Таблица 3.4.1.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки месторождения Морское, включая блок Огайское..... | 161 |
| График бурения новых добывающих скважин по объектам и вариантам разработки представлена в таблице 3.4.2.1 | 165 |

| | |
|--|-----|
| Таблица 3.4.2.1 – График бурения новых добывающих скважин по объектам и вариантам разработки | 166 |
| Таблица 3.5.1 – Техничко-экономические нормативы капитальных вложений..... | 170 |
| Таблица 3.5.2 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат | 171 |
| Таблица 3.5.3 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции..... | 172 |
| Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Рекомендуемый вариант 3 | 174 |
| Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Рекомендуемый вариант 3 | 176 |
| Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по 1о объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3 | 178 |
| Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 1о объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3 | 179 |
| Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по 1з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3 | 180 |
| Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 1з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3 | 181 |
| Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по 1в объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3 | 182 |
| Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 1в объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3 | 183 |
| Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин по 2 объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3 | 184 |
| Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 2 объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3 | 186 |
| Таблица 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин по 3з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3 | 188 |
| Таблица 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 3з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3 | 189 |
| Таблица 4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин по 3в объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3 | 190 |
| Таблица 4.1.14 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 3в объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3 | 192 |
| Таблица 4.1.15 – Характеристика основного фонда скважин по 4о объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3 | 194 |
| Таблица 4.1.16 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 4о объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3 | 196 |
| Таблица 4.1.17 – Характеристика основного фонда скважин по 4з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3 | 198 |
| Таблица 4.1.18 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 4з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3 | 200 |
| Таблица 4.2.1.1 – Расчет дохода от продажи продукции по рекомендуемому 3 варианту | 204 |
| Таблица 4.2.1.2 – Расчет чистой прибыли предприятия в тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту | 206 |
| Таблица 4.2.1.3 – Расчет потоков денежной наличности предприятия в тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту | 208 |
| Таблица 4.2.1.4 – Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту..... | 211 |
| Таблица 4.2.1.5 - Расчет прямых эксплуатационных затрат, в тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту..... | 215 |

| | |
|--|-----|
| Таблица 4.2.1.6 – Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода, тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту | 217 |
| Таблица 4.2.1.7 – Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 3 варианте, тыс.тенге | 220 |
| Таблица 4.2.1.8 – Расчет бюджетной эффективности 3 варианта разработки, тыс. тенге..... | 222 |
| Таблица 5.1.1 – Техничко-экономические показатели вариантов разработки, млн.тенге | 227 |
| Таблица 6.1.1 – Характеристика работы фонтанных скважин | 229 |
| Таблица 6.1.2 – Результаты расчета условий фонтанирования по объектам разработки..... | 233 |
| Таблица 6.1.3 – Характеристика работы насосных установок ВШНУ, применяемых на месторождении | 235 |
| Таблица 6.1.3 – Показатели эксплуатации скважин..... | 236 |
| Таблица 6.2.1 – Результаты работ по дострелу и реперфорации | 240 |
| Таблица 6.2.2 – Результаты работ по газокислотному разрыву пласта (ГКРП) | 241 |
| Таблица 6.2.3 – Результаты работ изоляции водопритоков методом ЦПД..... | 243 |
| Таблица 6.2.4 – Результаты работ изоляции водопритоков установкой ВП..... | 244 |
| Таблица 6.4.1 – Техническая характеристика оборудования | 257 |
| Таблица 6.4.2 – Прогнозные показатели разработки..... | 257 |
| Таблица 6.4.3 – Распределение потоков сырого газа для проектируемого периода | 257 |
| Таблица 6.5.1 – Физико-химический состав пластовых и закачиваемых вод месторождения Морское | 260 |
| Таблица 6.5.2 – Технологические показатели работы системы ППД месторождения Морское | 261 |
| Таблица 6.5.3 – Требования к качеству закачиваемой воды | 262 |
| Таблица 6.5.4 – Результаты исследований по контролю качества закачиваемой воды | 262 |
| Таблица 6.6.1 – Результаты расчёта допустимых устьевых давлений для нагнетательных скважин месторождения Морское | 264 |
| Таблица 7.1.1 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Рекомендуемая конструкция скважин. | 266 |
| Таблица 7.1.2 – Фактические конструкции скважин | 267 |
| Таблица 7.1.3 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Рекомендации по цементированию обсадных колонн..... | 269 |
| Таблица 7.1.4 – Оценка качества цементирования эксплуатационных колонн | 270 |
| Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объем буровых работ по месторождению Морское, включая блок Огайское | 277 |
| Таблица 9.1.1 – Комплекс исследований по контролю за разработкой..... | 285 |

СПИСОК РИСУНКОВ

| | |
|--|-----|
| Рисунок 1.1 – Обзорная карта | 18 |
| Рисунок 2.6 – Структурная карта по кровле нижнего мела (отражающий горизонт II) по материалам отчета ТОО «БИДЖИПИ», 2018 г..... | 20 |
| Рисунок 2.7 – Структурная карта по кровле юрских отложений (III отражающий горизонт) по материалам отчета ТОО «БИДЖИПИ», 2018 г. | 21 |
| Рисунок 2.4.1 – Связь проницаемости с пористостью | 108 |
| Рисунок 2.4.2 а, б – Сопоставление проницаемости с объёмной глинистостью | 109 |
| Рисунок 2.4.3 – Кривые капиллярного давления..... | 111 |
| Рисунок 2.4.4 – Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости и пористости для продуктивных отложений..... | 112 |
| Рисунок 2.4.5 – Зависимость коэффициента вытеснения от объёма профильтрованной воды | 113 |
| Рисунок 2.4.6 – Сопоставление коэффициента вытеснения с пористостью и проницаемостью | 115 |
| Рисунок 2.4.7 – Кривые относительной проницаемости для нефти и воды | 117 |
| Рисунок 2.4.8 – Сопоставление пористости динамической и открытой | 119 |
| Рисунок 2.4.9 – Сопоставление пористости динамической с проницаемостью по всему диапазону проницаемости | 119 |
| Рисунок 3.2.1.1 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению..... | 147 |
| Рисунок 3.2.1.2 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект I. Динамика основных технологических показателей разработки..... | 149 |
| Рисунок 3.2.1.3 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект II. Динамика основных технологических показателей разработки..... | 151 |
| Рисунок 3.2.1.4 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект III. Динамика основных технологических показателей разработки..... | 153 |
| Рисунок 5.1.1 – Сравнение экономических показателей по вариантам за проектный рентабельный период | 225 |
| Рисунок 6.3.1 – Схема внутривнепроектного сбора и подготовки продукции | 254 |

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

| | |
|--|----------|
| Приложение 1 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1 | .294 |
| Приложение 2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 1 |295 |
| Приложение 3 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2 | .296 |
| Приложение 4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 2 |298 |

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Морское открыто в 1965 году скважиной №6, при опробовании которой, получен промышленный приток нефти из аптских отложений нижнего мела. Месторождение Огайское открыто в 1982 году скважиной №30, в которой при опробовании получен промышленный приток нефти из аптских отложений нижнего мела.

С 1966 года по 2003 год месторождение находилось в консервации.

С 2003 года на основании контракта от 17.02.2003 №1103 право на разведку и добычу углеводородного сырья получает АО «КоЖаН» (срок действия до 2034 г.).

В промышленной разработке месторождение Морское находится с 2007 года, месторождение Огайское с 2014 года.

В 2016 выполнен «Совместный пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию изученности на 02.01.2016 г.» где месторождение Огайское учтено как блок месторождения Морское (протокол ГКЗ РК № 1670-16-У от 05.05.2016 г.) [1].

На основе совместного пересчета запасов составлена «Технологическая схема разработки месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию 01.01.2016 г.» (протокол КГиН МИиНТ РК № 27-5/4617-Ин от 16.09.2016 г.) [2].

Полученные результаты после бурения новых оценочных и эксплуатационных скважин легли в основу для выполнения «Прирост и перевод запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское Атырауской области РК по состоянию изученности на 01.07.2017 г.» утвержденный ГКЗ протокол № 1904-18-У от 03.03.2018 г. [3].

В настоящее время действующим проектным документом на разработку месторождения является «Проект разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» по состоянию на 01.01.2018 г. (протокол ЦКРР РК № 2/13 от 5.10.2018 г.) [5]. Проектные показатели были утверждены на период 2018-2021 годы по рекомендуемому варианту 2.

В 2019 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.11.2018 г.» с учетом результатов бурения 37 новых скважин, переинтерпретации материалов ГИС и опробования. Отчет был принят к сведению, до завершения судебных разбирательств (протокол №2120-19 от 26.11.2019 г.) [6].

В 2020 г. был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» по состоянию на 01.01.2020 г., в котором были пересчитаны

технологические показатели на весь срок эксплуатации, согласно протоколу заседания ЦКРиР РК № 7/7 от 12.11.2020 г. показатели были утверждены на 3 года 2020-2022 гг.[7]

В 2021 году выполнен «Авторский надзор за выполнением проектных решений...» по состоянию на 01.07.2021 г. по договору № 097-21 от 25.03.2021 г., между АО «КоЖан» и ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ». [8]

В 2022 году в связи с завершением арбитражного суда в отношении месторождения Морское, включая блок Огайское, Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (ГКЗ РК) было решено утвердить геологические и извлекаемые запасы нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское протоколом ГКЗ РК №2423-22-У от 28.03.2022 г., который является дополнением к Протоколу ГКЗ РК №2120-19 от 26.11.2019 г.

На основе «Пересчета запасов...» [6] составлен настоящий «Проект разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» в соответствии с Техническим заданием недропользователя, Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» [9], «Единых правил по комплексному и рациональному использованию недр» [10], а также «Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» [11].

Авторы отчета выражают благодарность геологической службе АО «КоЖан» за сотрудничество при выполнении данной работы.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В тектоническом отношении район работ расположен в пределах Приморского поднятия. Солянокупольная структура Морское представляет собой соляной купол, который разрывным нарушением разделен на 3 блока – северо-западный и восточный и южное.

Месторождение Морское, включая блок Огайское расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины в Жылойском районе Атырауской области Республики Казахстан в прибрежной зоне Каспийского моря (рис. 1.1).

Районный центр и железнодорожная станция Кульсары находятся к северо-востоку от месторождения в 120 км, областной центр г. Атырау расположен в 310 км.

Ближайшими населенными пунктами являются поселки: Прорва (10 км) и Сарыкамыс (15 км).

На северо-востоке от месторождения находится разрабатываемое месторождение Тенгиз, на юге и юго-востоке – месторождения Западная Прорва и С. Нуржанов. В 16 км к востоку от месторождения проложен нефтепровод Прорва-Кульсары, в 134 км проходит газопровод Средняя Азия-Центр.

В орографическом отношении территория представляет собой слабо всхолмленную равнину с абсолютными отметками от минус 15 до минус 25 м.

Гидрографическая сеть и источники пресной воды отсутствуют. Снабжение питьевой водой осуществляется из водовода Астрахань-Мангышлак. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. На месторождении питьевая вода доставляется автотранспортом из поселка Сарыкамыс и месторождения Тенгиз.

Климат района резко континентальный с холодной зимой: температура колеблется от минус 30 до 40 °С и жарким летом: июль плюс 38-42 °С. Преобладающее направление ветров в течение года - юго-восточное. Среднегодовое количество осадков 130-180 мм. Основное количество осадков выпадает в весенний и осенний периоды.

Растительность скудная, характерная для полупустынь и представлена, в основном, полынью и солянками.

Животный мир также типичный для зон полупустынь, и представлен преимущественно грызунами и пресмыкающимися.

Район характеризуется развитой инфраструктурой. По его территории проходят действующие нефтепроводы, газопровод и водовод к северо-востоку от месторождения:

-магистральный газопровод Средняя Азия-Центр;

- нефтепровод Тенгиз-Кульсары-Атырау-Новороссийск;
- нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара;
- водовод Астрахань-Мангышлак.



Рисунок 1.1 – Обзорная карта

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

Структура Морское выявлена в 1963 г. Блок Огайское, расположенный на Северо-Западном крыле соляного купола Морское был открыт в 1982 г., когда при опробовании аптских и альбских отложений в скважине 30 получены притоки нефти и газа.

Геологоразведочные работы на месторождении проводились с 1974 г. по 2018 г.

В разрезе месторождения установлена продуктивность ниже- и верхнемеловых отложений, в котором выделено 6 продуктивных горизонтов: сеноманский, верхнеальбский, среднеальбский, нижнеальбский, аптский и неокомский.

По состоянию на 01.01.2022 г. на месторождении Морское, включая блок Огайское, в промышленной разработке находились три блока: Восточный, Западный и Огайское.

На месторождении пробурено 151 скважина, из которых 124 – добывающие, 12 - в освоении, 9 – ликвидированы, 5 – нагнетательные и 1- в консервации.

Литолого-стратиграфическая характеристика. На месторождении Морское вскрытый разрез пробуренных поисково-разведочных и оценочных скважин представлен отложениями от четвертичных до нижнепермских включительно (максимальная глубина 4755 м в скважине 1-Ог).

В тектоническом отношении структура Морская представляет собой солянокупольную структуру скрыто-прорванного типа. По особенностям строения и характеру взаимоотношений с перекрывающими породами в составе надсолевого комплекса Прикаспийской впадины выделяются несколько структурных подкомплексов: верхнепермско-триасовый, юрско-палеогеновый и неоген-четвертичный.

Морфология поверхности соли отражается в строении надсолевого комплекса, на формирование которого существенное влияние оказали разрывные нарушения меридионального и субширотного направлений.

Структура Морская субширотным разрывным нарушением (F) делится на три блока: Огайское, Западный и Восточный.

В 2018 году был составлен отчет «Отчет по результатам переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных 3Д, выполненных на контрактной территории АО «КоЖаН», получены структурные построения по 10-ти целевым горизонтам в меловых отложениях – K_{2s1}, K_{1al} 1-1, K_{1al} 2-1, K_{1al} 2-2, K_{1al} 3, K_{1al} 3-3, K_{1a}, K_{1nc} 2-1, K_{1nc} 3, K_{1nc} 5, которые послужили основой при построении структурных карт по залежам. Кроме того, построены структурные карты по отражающим горизонтам II и III, стратиграфически приуроченные к кровлям нижнего мела и юры.

На структурной карте *по II отражающему горизонту* (рис. 2.6), характеризующей кровлю нижнемеловых отложений, блок Огайское закартирован в виде единого поднятия, вытянутого в северо-западном направлении и осложненного в западной и восточной частях нарушениями.

По Восточному и Западному блокам структурные планы сопоставимы со структурными поверхностями по кровле юрских отложений и имеют незначительные изменения.

На структурной карте по *отражающему горизонту III* (рис. 2.7) блок Огайское представляет собой достаточно крупное брахиантиклинально полузамкнутое поднятие северо-восточного простирания, примыкающее на юге к осевому тектоническому нарушению F субширотного простирания.

Восточная периклиналь поднятия осложнена четырьмя кулисообразными нарушениями f_1, f_2, f_3, f_4 , располагающимися под углом порядка 60° к осевому нарушению, один из которых упирается в него. Названия нарушений остались прежними, принятыми в рамках интерпретации 2011 года.

Западный блок, погруженный относительно блока Огайское, с севера ограничен сбросом F, в центральной части блока располагается брахиантиклиналь юго-западного – северо-восточного простирания с размерами 3,6 x 1,3 км и амплитудой свыше 20 м по замкнутой изогипсе минус 1820 м.

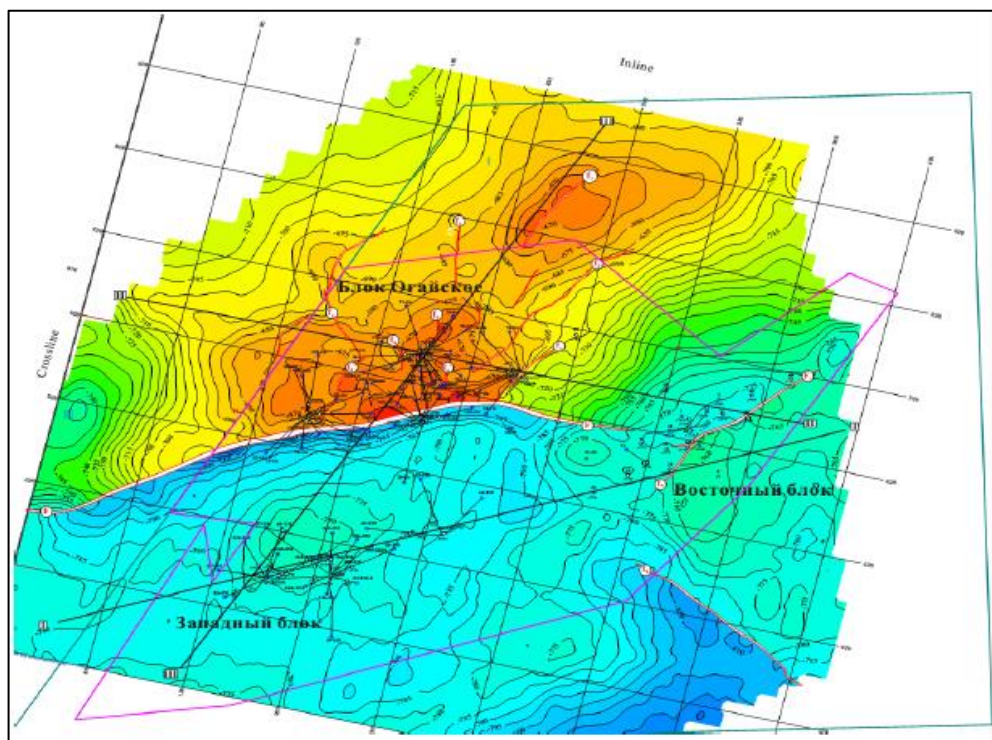


Рисунок 2.6 – Структурная карта по кровле нижнего мела (отражающий горизонт II) по материалам отчета ТОО «БИДЖИПИ», 2018 г.

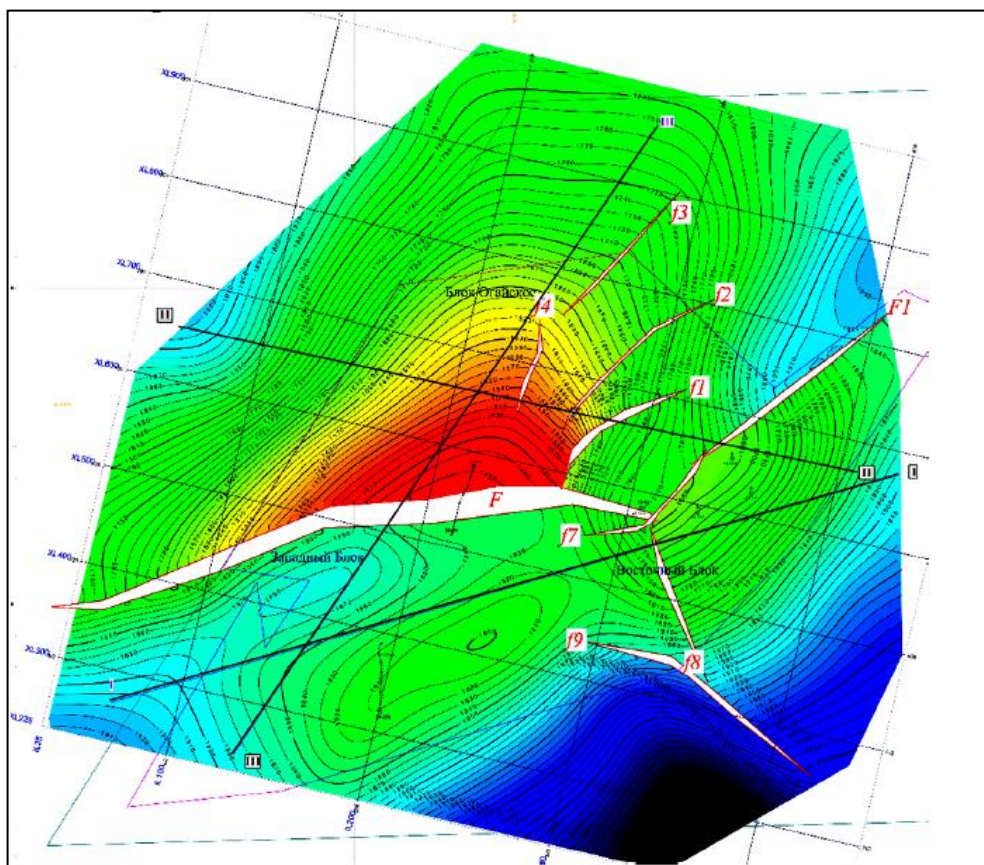


Рисунок 2.7 – Структурная карта по кровле юрских отложений (III отражающий горизонт) по материалам отчета ТОО «БИДЖИПИ», 2018 г.

Нефтеносность. Продуктивность месторождения Морское связана с отложениями нижнего и верхнего мела, в которых выделено пять продуктивных горизонтов: верхнеальбский, среднеальбский, нижнеальбский, аптский и неокомский.

Настоящий проект базируется на геолого-геофизической информации по 151 скважине, пробуренных на трех блоках: на Западном – 27 скважин, на Восточном – 21 скважины, на Огайском – 103 скважины.

По результатам бурения, интерпретации материалов ГИС и опробования скважин на месторождении оконтурено 33 залежи нефти и газа, из них на Западном и Огайском блоках по 13 залежей, на Восточном блоке – 7 залежей.

Ниже приводится характеристика и строение продуктивных горизонтов.

Верхнеальбский продуктивный горизонт (K_{1a}l₃)

В отложениях выделены две продуктивные пачки a_{l3} 0 и a_{l3} 1. В Каждой из них прослежены по 3 продуктивных пласта.

Продуктивная пачка 0

Продуктивный пласт 0-1. Залежи выявлены на блоке Огайское, Восточном и Западном блоках.

В пределах блока Огайское структура тектоническим нарушением разделена на два блока I и II. Продуктивность II блока была доказана в разведочный период, когда при опробовании скважины 50-Ог в августе 2014 года из интервала опробования 647,8-653,4 (-668,8-674,4) м получен безводный приток нефти дебитом 20,3 м³/сут.

В скважине 51-Ог, расположенной в пределах I блока, при опробовании интервала 658,0-660,0 (-678,7-680,5) м (21.11-30.11.2014 г.) промышленного притока не было получено, на выходе пленка нефти с водой.

В эксплуатационный период опробование проведено в скважинах 50-Ог, 79-Ог, 80-Ог, 185-Ог, 407-Ог, 409-Ог, 416-Ог, 501-Ог, 504-Ог, 515-Ог, 518-ОГ, 519-Ог, 526-Ог, 528-Ог, СЗО-1. Все скважины пробурены во II блоке, во всех скважинах получены притоки нефти с водой различной интенсивности.

Блок I. По данным ГИС в скважинах 52-Ог, 73-Ог, 76-Ог, 139-Ог, 146-Ог, 170-Ог, 502-Ог, 516-Ог, 517-Ог, СЗО-1 ВНК установлен на отметках -681,7 м, -675,3 м, -675,8 м, -677,8 м, -676,3 м, -674,9 м, -674,2 м, -675,7 м, -676,8 м, -677,1 м соответственно. Наиболее низкая отметка продуктивности -683,4 м установлена в скважине 53-Ог, а кровля верхнего водонасыщенного – на отметке -684,8 м. В скважине 75-Ог выделены водонасыщенные пропластки с отметки -675,7 м.

Учитывая приведенные данные, ВНК I блока принимается в диапазоне отметок -674,2-683,4 м.

Блок II. В скважине 50-Ог приток нефти получен до отметки -674,4 м, по ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены до отметки -676,5 м, а кровля водонасыщенные с отметки -678,5 м.

В скважине 55-Ог, 142-Ог, 145-Ог, начальные ВНК отбиваются на отметках -676,5 м, -675,5 м, -670,6 м, а в скважине 167 по ГИС подошва нефти отбивается на отметке -675,9 м, а кровля воды на отметке -677,1 м.

По данным геофизики наиболее низкая отметка прямого контакта нефть-вода -677,1 м установлена в скважине 417-Ог, а наиболее высокая отметка -669,2 м – в скважине 80-Ог. ВНК вскрыт многими скважинами

Таким образом, ВНК принят наклонным от -669,0 м до 677,0 м.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

На *Западном блоке* из 29 скважин, в 7 скважинах (57-ЗМ, 60-ЗМ, 81-ЗМ, 322-ЗМ, 322-ЗМ-ST, 348-ЗМ, 364-ЗМ) установлены продуктивные коллекторы, в остальных скважинах – водонасыщенные. Нефтенасыщенные коллекторы не опробованы.

Скважины 57-3М, 60-3М, 81-3М, 322-3М, 348-3М, 364-3М вскрыли ВНК на соответствующих абсолютных отметках -776,4 м, -774,0 м, -775,9 м, -776,1 м, -773,2 м, -773,5 м. В скважине 322-3М-ST подошва продуктивного пласта установлена на отметке -774,0 м, а кровля водонасыщенного – -789,1 м. Из скважин, вскрывших только водонасыщенные коллекторы, наиболее высокая отметка воды установлена в скважине 380-3М на отметке -772,1 м.

Учитывая, вышеприведенные данные ВНК принят колеблющимся от -772,1 м до -776,4 м.

Залежь пластовая, сводовая, подстилается водой.

На *Восточном блоке* месторождения залежь выявлена по данным интерпретации ГИС в скважинах 21 и 23. Нефтенасыщенные пласты имеют толщины 1,8 м и 1,9 м.

По интерпретации ГИС в обеих скважинах подсечен водонефтяной контакт, в скважине 21 на отметке -771,9 м, в скважине 23 – на отметке -772,5 м.

ВНК принят по скважине 21, на отметке -772,5 м.

Залежь пластовая сводовая, подстилается водой.

Продуктивный пласт 0-2. Опробование скважин по данной залежи не проводилось. Залежь выявлена по данным интерпретации ГИС скважин 80-Ог, 186-Ог, 513-Ог, 411-Ог, 510-Ог.

Залежь осложнена разломом, скважина 186-Ог расположена в приразломной зоне, ВНК в районе скважины 186-Ог принят на отметке -683,0 м по водоразделу в этой скважине.

На остальной части залежи ВНК принят наклонным в диапазоне отметок -685,6-694,5 м по результатам ГИС обработки скважин 80-Ог, 513-Ог, 411-Ог, 510-Ог, в которых ВНК установлен на соответствующих отметках -685,6 м, -694,5 м, -691,4 м, -693,0 м.

Залежь пластовая, тектонически экранированная.

Продуктивный пласт 0-3. Продуктивность выявлена на блоке Огайское и Восточном блоке. На Западном блоке пласты-коллекторы водонасыщены.

Блок Огайское. В геолого-разведочный период залежь выявлена опробованием скважин 50-Ог, 51-Ог, 52-Ог, 53-Ог.

Блок I. В скважине 51-Ог в ноябре 2014 года из интервала 695,5-700,0 (-713,6-717,8) м получен фонтанный приток нефти с водой с соответствующими дебитами 30 м³/сут и 8 м³/сут. По ГИС в скважине подошва продуктивного пласта отбивается на отметке -717,8 м, а кровля верхнего водонасыщенного – на отметке -729,7 м.

В скважине 52-Ог в июне 2014 года получена пленка нефти и приток воды дебитом 8,1 м³/сут из интервала 698,8-703,0 (-715,0-718,9) м. По геофизике в скважине выделен ВНК на отметке -719,3 м.

В скважине 53-Ог в декабре 2014 года через 7 мм штуцер получен приток нефти и с водой дебитами 14,4 м³/сут и 1,47 м³/сут соответственно из интервала 703,7-708,0 (-715,4 - -719,3) м. По геофизическим кривым подошва продуктивного пласта отбивается на отметке -719,6 м, а кровля верхнего водонасыщенного – на отметке -721,7 м.

В последующие годы залежь опробована в скважинах 54-Ог, 65-Ог, 200-Ог, 502-Ог, 511-Ог, в которых притоки нефти с водой. Наиболее низкая отметка получения продукта - 713,2 м установлена в скважине 502-Ог.

По данным интерпретации ГИС ВНК отбивается на отметках -714,5 м, -715,4 м, -714,3 м соответственно в скважинах 170-Ог, 200-Ог, 516-Ог. Наиболее низкая отметка - 713,2 м продуктивного коллектора установлена в скважине 54-Ог, а наиболее высокая отметка -712,3 м водонасыщенного пласта в скважине 75-Ог.

ВНК залежи принят в диапазоне отметок -712-720 м.

Блок II. Продуктивность блока доказана результатами опробования скважины 50-Ог, в которой в июле 2014 года из интервала 684,0-690,0 м, 691,0-695,0 м (-705,0 - -711,0 м, -712,0 - -716,0 м) получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 16,0 м³/сут и 2,93 м³/сут.

В последующие годы залежь опробована в скважинах 55-Ог, 77-Ог, 79-Ог, 80-Ог, 175-Ог, 177-Ог, 178-Ог, 182-Ог, 185-Ог, 186-Ог, 202-Ог, 500-Ог, 502-Ог, 503-Ог, 506-Ог, 512-Ог, 513-Ог, 514-Ог, 523-Ог, 530-Ог, 532-Ог, в которых наиболее низкая отметка получения продукта -716,0 м установлена в скважине 513-Ог.

По данным ГИС наиболее низкий уровень ВНК установлен в скважине -718,7 м, а наиболее высокий – в скважине 71-Ог на отметке -710,8 м.

ВНК во II блоке принят наклонным от -711 м до -719 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

На *Восточном блоке* залежь выявлена по данным интерпретации ГИС в скважинах 6Д и 35. В скважине 15 коллекторы замещены глинистыми породами.

В скважине 6Д выделен один продуктивный пласт в интервале глубин 795,7-798,3 (-815,8-818,4) м, с эффективной толщиной 2,6 м. Кровля верхнего водонасыщенного коллектора отбивается на отметке -821,8 м. Скважина не опробована. ВНК принят на отметке -818,4 м, по подошве нефтенасыщенного пласта.

Залежь пластовая, тектонически экранированная.

В скважине 35 по данным ГИС выделен ВНК на отметке -824,2 м, который принят за отметку ВНК залежи. Толщина нефтенасыщенных по ГИС коллекторов составляет 6,7 м. Скважина опробована в марте 2019 года в интервале 794,5-796,0 м (-814,0- -816,1) м, получен приток нефти дебитом 4,5 м³/сут и воды 3,0 м³/сут.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Продуктивная пачка 1 делится на четыре пласта: 1-1, 1-2, 1-3, 1-4.

Пласт 1-1 продуктивен только на Западном и Огайском блоках, на Восточном блоке пласт водонасыщен.

В блоке *Огайское*. Продуктивность залежи в блоке I доказана результатами опробования скважин 33-Ог, 51-Ог.

В скважине 33-Ог в апреле 2013 года из интервала 771,0-785,0 (-729,9-738,6) м на 8 мм штуцере получен приток нефти с водой с дебитами 39,2 м³/сут и 1,2 м³/сут. По ГИС в скважине выделен продуктивный пласт до отметки -737,8 м.

В скважине 51-Ог получен безводный приток нефти дебитом 6,5 м³/сут до отметки -749,7 м. По ГИС в скважине 51-Ог установлен контакт на отметке -750,6 м.

В эксплуатационный период опробование проведено в скважинах 51-Ог, 75-Ог, 76-Ог, 162-Ог, 170-Ог, СЗО-1.

По данным ГИС в скважине 73-Ог ВНК установлен на отметке -743,8 м. наиболее низкая отметка продуктивного пласта -749,0 м установлена в скважине 52-Ог, а наиболее верхняя отметка -744,3 м водонасыщенного пласта – в скважине 516-Ог.

Таким образом, диапазон колебания ВНК принят от -744,0 м до -752,0 м.

Блок II. Залежь установлена по результатам опробования скважин 50-Ог, 63-Ог, 64-Ог, 66-Ог, 80-Ог, 182-Ог, 185-Ог, 203-Ог, 411-Ог, 414-Ог, 508-Ог, 522-Ог, 527-Ог, в которых наиболее низкая отметка получения продукта -739,9 м установлена в скважине 527-Ог, в которой получен приток нефти с водой дебитами 20,8 м³/сут и 6,0 м³/сут.

По ГИС наиболее низкие отметки продуктивного пласта -745,9 м, -745,5 м, -746,6 м, -745,1 м установлена соответственно в скважинах 50-Ог, 172-Ог, 177-Ог, 529-Ог. В скважинах 77-Ог, 180-Ог, 503-Ог, 525-Ог нефтенасыщенный коллектор выделен до соответствующих отметок -742,0 м, -743,0 м, -741,8 м, -742,4 м, а верхний водонасыщенный коллектор – с отметок -743,8 м, -743,4 м, -743,9 м, -742,7 м соответственно.

ВНК залежи принят в диапазоне отметок -743,0-747,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически- и литологически-экранированная.

На *Западном блоке* пласт опробован в 23 объектах в 15-ти скважинах 19-3М, 56-3М, 57-3М, 58-3М, 59-3М, 60-3М, 62-3М, 63-3М, 64-3М, 67-3М, 326Н-3М, 396-3М, 400-3М, 401-3М, 402-3М.

В скважине 57-3М при опробовании интервала 993,5-998,0 (-859,8-862,5) м получен приток газа дебитом 2,2 тыс.м³/сут.

В скважине 56-3М получен приток газа (дебит не замерен) из интервала 966,0-973,0 (-860,1-865,2) м.

В скважине 60-3М в интервале опробования 958,0-960,0 (-864,2-865,6) м получен приток сухого газа.

По данным ГИС в скважинах 56-3М, 59-3М, 346-3М, 396-3М, Ю3М-1 ГНК отбивается на соответствующих отметках -862,4 м, -862,0 м, -861,8 м, -862,0 м, -862,4 м. Наиболее низкая отметка газонасыщенного пласта выделена в скважине 81-3М на отметке -862,5 м, а кровля нефтенасыщенного в этой скважине установлена на отметке -863,8 м. Наиболее высокая отметка нефтенасыщенного пласта -861,6 м отмечается в скважине 322-ST-3М, при подошвенной отметке газонасыщенного пласта -861,2 м.

Учитывая, приведенные данные, ГНК принят на усредненной отметке -862,0 м.

В разведочный период залежь была опробована в скважине 19-3М, в которой (12.06-16.07.2014 г.) при опробовании интервала 850-856 м (-867,7-873,7 м) получен приток нефти с водой через 7 мм штуцер с дебитами 21,9 м³/сут и 2,75 м³/сут.

В скважине 56-3М подошвенная отметка интервала перфорации -872,7 м откуда получена безводная нефть дебитом 11 м³/сут.

В скважине 57-3М из интервала 1008,6-1012,0 (-868,8- -870,8) м при 8 мм штуцере также получен безводный приток нефти дебитом 12,5 м³/сут, при достреле вышележащего интервала 1003,3-1007,6 (-865,6- -868,2) м, получен приток нефти с содержанием пластовой воды до 10%. Дебит газа в обоих интервалах не замерен.

В скважине 59-3М через 12 мм штуцер получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 7,4 м³/сут и 2,1 м³/сут из интервала 847,2-851,0 (-864,4- -868,2) м.

В последующие годы скважины (60-3М, 62-3М, 63-3М, 64-3М, 67-3М, 326Н-3М, 396-3М, 400-3М, 401-3М, 402-3М) эксплуатировались механизированным способом, во всех получены притоки нефти с водой различной интенсивности.

По данным ГИС по залежи наблюдается большой диапазон колебания уровня ВНК, в скважинах, расположенных на западе и юго-западе структуры, ВНК опускается до

отметок от -866,4 м до -869,3 м, а в скважинах, пробуренных на юге и на востоке, повышение до отметок -870,9 - -877,8 м.

Так, в скважинах 67-3М, 83-3М, 360-3М ВНК вскрыт на соответствующих абсолютных отметках -868,8 м, -866,4 м, -869,3 м, а в скважинах 82-3М, 346-3М, 58-3М, 64-3М, 62-3М, 362-3М, на отметках -870,9 м, -872,2 м, -874,2 м, -873,6 м, -877,8 м, -871,0 м. Наиболее низкие отметки продуктивности -873,2 м, -873,1 м установлены в скважинах 19-3М, ЮЗМ-1, а наиболее высокая отметка воды -871,6 в скважине 63-3М.

Таким образом, диапазон колебания ВНК принят колеблющимся от -866,0 м до -878 м.

Залежь пластовая сводовая.

Пласт 1-2. Продуктивность пласта установлена на Западном блоке и в блоке Огайское.

В блоке *Огайское* продуктивность блока I установлена по результатам опробования скважины 200-Ог и подтверждена интерпретацией ГИС скважин 139-Ог, 146-Ог, 162-Ог, 170-Ог, 200-Ог. В скважине СЗО-1 с кровли -763,4 м выделен водонасыщенный пласт. В скважинах 51-Ог, 52-Ог, 53-Ог, 54-Ог, 73-Ог, 75-Ог, 76-Ог, 516-Ог, 517-Ог коллекторы отсутствуют.

Скважина 200-Ог опробована в интервале 936,0-938,0 м, 950,5-952,0 м (-750,2 - -751,3 м, -757,9 - -758,7 м) совместно с нижележащим пластов 1-3, в результате получен приток нефти и воды с соответствующими дебитами 2,1 м³/сут и 32,8 м³/сут. По ГИС в скважине определен ВНК на отметке -754,8 м.

В скважинах 139-Ог, 146-Ог, 162-Ог, 170-Ог продуктивные коллекторы установлены до отметок -755,9 м, -756,6 м, -754,5 м, -756,6 м.

ВНК в этом блоке принят на отметке -756,6 м.

Во II блоке залежь не опробована, оконтурена по результатам ГИС 185-Ог, 201-Ог, 417-Ог, 525-Ог, нефтенасыщенные коллекторы установлены до отметок -758,0 м, -751,5 м, -746,4 м, -746,3 м соответственно.

В скважинах 34-Ог, 186-Ог, 507-Ог, 512-Ог, 524-Ог, 529-Ог выделены водонасыщенные пласты с соответствующих отметок -752,6 м, -736,2 м, -748,6 м, -743,0 м, -746,5 м, -745,5 м.

В остальных скважинах коллекторы замещены непроницаемыми разностями.

ВНК в этом блоке принят на отметке -758,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически- и литологически-экранированная.

В *Западном блоке* установлена газонефтяная залежь.

Газоносность залежи доказана получением притока газа дебитом 88,09 тыс.м³/сут через 8 мм штуцер в скважине 60-3М при опробовании интервала 982,0-985,0 (-880,0-882,0) м. В скважинах 56-3М и 57-3М также получены притоки газа (дебиты не замерены) до соответствующих нижних перфорационных отметок -884,0 м и -888,4 м.

По данным ГИС в скважинах 19-3М, 56-3М, 57-3М, 60-3М, 81-3М, 82-3М, 342-3М, 398-3М установлен ГНК на следующих советующих отметках -885,0 м, -885,0 м, -885,1 м, -884,8 м, -886,0 м, -885,1 м, -885,2 м, -885,0 м. В скважинах 59-3М, 346-3М, 396-3М газонасыщенные коллекторы установлены до соответствующих отметок -883,9 м, -884,4 м, -883,5 м, а с отметок -885,2 м, -885,4 м, -885,3 м нефтенасыщенные - соответственно. Наиболее низкая отметка газонасыщенного коллектора отбивается в скважине 364-3М на абсолютной отметке -885,0 м.

Таким образом, ГНК залежи принимается на отметке -885,0 м.

В скважине 59-3М опробован интервал 868,0-869,0 (-885,2-886,2) м, из которого при 7 мм штуцере получен приток нефти дебитом 5,5 м³/сут, и заколонный переток воды из-за некачественного цементаж (4,4 м³/сут). По ГИС в скважине установлен ВНК на абсолютной отметке -887,0 м.

В скважине 58-3М проведено некачественное опробование интервала 875,0-876,5 (-893,4-894,9) м, где из-за нарушения эксплуатационной колонны получен приток пластовой воды и пленка нефти. По ГИС в скважине фиксируется ВНК на абсолютной отметке -895,1 м.

По данным интерпретации ГИС в большинстве скважин наблюдается приблизительно один уровень ВНК (-887,0 м), лишь в скважинах 62-3М и 58-3М наблюдается понижение уровня до соответствующих отметок -893,1 м и -895,1 м.

В скважинах 19-3М, 59-3М, 82-3М, 362-3М, 396-3М, 398-3М ВНК установлен на абсолютных отметках -886,6 м, -887,0 м, -886,6 м, -887,2 м, -887,8 м, -886,5 м соответственно. В скважине 56-3М нижняя отметка нефтенасыщенного коллектора отбивается на отметке -887,0 м, а кровля водонасыщенного - -888,5 м. В скважинах 63-3М, 64-3М кровельные отметки водонасыщенных пропластков соответствуют отметкам -891,3 м, -890,8 м.

Таким образом, ВНК на большей части залежи принят на отметке -887,0 м, с понижением в районе скважин 58-3М и 62-3М до отметок -895,1 м и 893,1 м соответственно.

Залежь пластовая, сводовая.

Пласт 1-3. Продуктивность пласта установлена на всех трех блоках: на Западном, Восточном и Огайском.

На *Западном блоке* пласт опробован в трех скважинах 57-3М, 59-3М, 60-3М, из которых получены притоки нефти с водой, получение воды, возможно, связано с близостью ВНК.

В скважине 57-3М в интервале глубин 1051,0-1057,0 (-893,7 - -897,3) м на 7 мм штуцере получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 8,4 м³/сут и 39,0 м³/сут.

В скважине 59-3М из интервала опробования 876,6-878,0 (-893,8 - -895,2) м на 7 мм штуцере также получен приток нефти с водой дебитами 17,2 м³/сут и 26,3 м³/сут соответственно.

В скважине 60-3М при опробовании интервала 999,5-1002,5 (-891,4 - -893,3) м через 6 мм штуцер получен приток газа дебитом 38,6 тыс.м³/сут, нефти - 5,5 м³/сут и воды - 3,9 м³/сут. Газ вероятнее всего получен по заколонному пространству из вышележащего нефтегазового пласта 1-2, где дебит газа составил 88 тыс.м³/сут. По данным ГИС-контроля получение воды связано с некачественным цементажом.

По ГИС в этих скважинах ВНК установлен на отметках -899,3 м, -896,3 м, -897,1 м соответственно.

Наиболее высокий уровень ВНК -892,6 м подсечен в скважине 380-3М, в скважине 322-3М отметка ВНК -899,2 м наиболее низкая.

Таким образом, контакт по залежи колеблется от -893,0 м до -899,0 м.

Залежь пластовая, сводовая.

Восточный блок. Залежь установлена в блоке I по результатам бурения скважин 35 и 6Д, а в блоке II – скважин 15 и 21. Во всех остальных скважинах коллекторы водонасыщенные.

В блоке I опробована скважина 35 в интервале 836,0-837,0 (-855,5 - -856,5) м, получен приток нефти с водой дебитами 4,3 м³/сут и 0,25 м³/сут, получение воды связано с близостью водонефтяного контакта, который по ГИС определен на отметке -858,8 м.

В скважине 6Д по данным геофизики ВНК отбивается на отметке -862,7 м, в скважине 24 кровля воды установлена на отметке -863,3 м.

ВНК в этом блоке принят колеблющимся от 859,0 м до -863,0 м.

Залежь пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

В блоке II ВНК принят на отметке -873,0 м по соответствующим отметкам вскрытого контакта -873,0 м и 873,1 м в скважинах 15 и 21.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Блок Огайское. Нефтеносность залежи в блоке I установлена по результатам ГИС скважин 139-Ог, 146-Ог, 162-Ог, 200-Ог, 516-Ог, 517-Ог. В остальных скважинах пласты водонасыщены. Скважины не опробованы.

В скважинах 139-Ог, 146-Ог, 200-Ог, 516-Ог ВНК вскрыт на отметках -761,8 м, -762,1 м, -761,0 м, -759,8 м. Наиболее высокая отметка воды -759,2 м установлена в скважине 54-Ог.

ВНК принят на отметках -759,2 - -761,8 м.

В блоке II опробованы скважины 33-Ог, 50-Ог, 74-Ог, 80-Ог, 182-Ог, 185-Ог, 186-Ог, 200-Ог, 201-Ог, 417-Ог, 505-Ог, 507-Ог, 512-Ог, 525-Ог.

В скважине 33-Ог в марте 2013 года в интервале 805,9-812,9 (-751,4 - -755,7) м получен безводный приток нефти дебитом 14,0 м³/сут. По ГИС нефтенасыщенные пласты выделены до отметки -755,2 м, а водонасыщенные – с отметки -760,7 м.

В скважине 50-Ог пласт опробован в интервале 737,3-742,7 (-758,3 - -763,7) м. Получен приток пластовой воды. Получение воды связано с тем, что перфорацией охвачена водоносная часть пласта.

В скважинах 417-Ог, 507-Ог, 512-Ог, 525-Ог, опробованных механизированным способом, дебиты нефти составили 11,4 м³/сут, 28,5 м³/сут, 22,6 м³/сут, 25,4 м³/сут соответственно.

ВНК по залежи колеблется в широких пределах от -751,6 м (скв. 186-Ог) до -763,6 м (скв.50-Ог).

Залежь пластовая сводовая, тектонически-экранированная.

Пласт 1-4. Залежь установлена только в *блоке Огайском* во II блоке в районе скважины 50-Ог, которая в период разведки в июне 2014 года была опробована и из интервала опробования 766,5-770,0 (-787,5 - -791,0) м был получен безводный приток нефти дебитом 5,1 м³/сут. По ГИС в скважине ВНК определен на отметке -793,0 м.

В последующие годы 2018-2020 г.г. залежь опробована в скважинах 55-Ог, 79-Ог, 80-Ог, 182-Ог, 186-Ог, 187-Ог, 524-Ог, из них последние три скважины пробурены после подсчета запасов.

Скважина 186-Ог в марте 2020 года опробована в интервале 812,0-814,0 м, 816,5-820,5 м (-767,5 - -769,0 м, -770,9 - -773,9 м), получен приток нефти с водой дебитами 9,9 м³/сут и 17,1 м³/сут соответственно.

Скважина 187-Ог в мае 2019 года опробована в интервале 785,0-787,0 (-781,6 - -783,4) м и получен более высокий дебит нефти 20,7 м³/сут и воды 1,3 м³/сут.

В скважине 524-Ог в марте 2019 года из интервала 870,0-920,0 м, 920,0-970,0 м, 980,0-1085,0 м (-780,5 - -781,4 м, -781,4 - -781,7 м, -781,7 - -780,1 м) приток нефти с водой дебитами 9,9 м³/сут и 17,1 м³/сут соответственно.

Самая нижняя отметка продуктивного коллектора установлена в скважине 145-Ог на отметке -790,1 м, а самая верхняя отметка водонасыщенного коллектора -790,6 м – в скважине 70-Ог.

Скважины 64-Ог, 180-Ог, 142-Ог, 55-Ог, 182-Ог, 187-Ог, 510-Ог, 529-Ог, 187-Ог вскрыли ВНК на соответствующих отметках -790,5 м, -786,5 м, -787,7 м, -790,0 м, -789,3 м, -788,2 м, -787,6 м, -787,6 м.

Таким, образом, ВНК по залежи принят в диапазоне колебания от -787,0 м до -793,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически-экранированная.

Среднеальбский продуктивный горизонт (K₁al₂)

В разрезе горизонта выделена одна продуктивная пачка al₂ 2, которая содержит три продуктивных пласта al₂ 2-1, al₂ 2-2, al₂ 2-3.

Продуктивная пачка 2

Продуктивный пласт 2-1. Залежь выявлена только на Западном блоке.

В разведочный период залежь была опробована в скважинах 19-3М, 56-3М, 57-3М, 58-3М.

В скважине 19-3М в феврале 2014 года опробован пласт до абсолютной отметки -1034,7 м (интервал глубин 1006,0-1008,0 м, 1010,0-1017,0 м) и при 8 мм штуцере получен приток нефти с водой с дебитами 27,4 м³/сут и 2,16 м³/сут соответственно, по данным ГИС ВНК подсечен на отметке -1038,3 м.

Скважина 56-3М с декабря 2013 года по февраль 2014 года была в опробовании в интервале глубин 1183,0-1193,0 (-1027,9 - -1035,9) м, при 8 мм штуцере получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 15,9 м³/сут и 19,7 м³/сут. В июне-июле 2014 года был дострелян вышележащий интервал 1177,0-1179,0 (-1023,1 - -1024,7) м, дебиты нефти и воды при 7 мм штуцере составили 10,4 м³/сут и 22,4 м³/сут соответственно. По данным ГИС-к получение воды связано с заколонным перетоком из-за некачественного цементаж. ВНК по ГИС установлен на отметке -1038,2 м.

В скважине 57-3М опробован интервал 1269-1272,0 м 1278,0-1288,0 м (-1026,8 - -1028,8 м, -1032,8 - -1039,5 м), из которого при 7 мм штуцере получен приток нефти с водой с дебитами 13,4 м³/сут и 15,37 м³/сут соответственно. Вода, возможно, подтянута по заколонному пространству из-за частичного сцепления цемента с колонной. По

интерпретации ГИС нефтенасыщенные пласты-коллекторы выделены до отметки -1041,6 м – это наиболее низкая отметка продуктивного коллектора. Кровельная отметка верхнего водонасыщенного коллектора отбивается на отметке -1044,1 м.

В скважине 58-ЗМ в декабре 2014 года получен безводный приток нефти из интервала 1011,0-1013 (-1029,4-1031,4) м (дебит нефти 1,5 м³/сут при 7 мм штуцере). Затем в сентябре 2014 года опробован интервал в интервале 1017,0 -1021,0 (-1035,4 - -1039,4) м, из которого получен приток пластовой воды (5,2 м³/сут) с нефтью (2,8 м³/сут). По данным ГИС-к вода поступает по заколонному пространству. ВНК по данным ГИС отбивается на отметке -1040,8 м.

В последующие годы были опробованы скважины 59-ЗМ, 67-ЗМ, 82-ЗМ, 83-ЗМ, 342-ЗМ, 348-ЗМ, 360-ЗМ, 362-ЗМ, 364-ЗМ, 380-ЗМ, 398-ЗМ до соответствующих абсолютных отметок -1036,2 м, -1030,3 м, -1035,4 м, -1033,1 м, -1033,4 м, -1031,2 м, -1028,5 м, -1034,1 м, -1029,3 м, -1028,7 м, -1032,1 м были получены притоки нефти с водой.

По данным ГИС ВНК вскрыт скважинами 59-ЗМ, 67-ЗМ, 81-ЗМ, 83-ЗМ, 348-ЗМ, 364-ЗМ на соответствующих абсолютных отметках -1037,6 м, -1035,8 м, -1037,4 м, -1037,3 м, -1039,1 м, -1036,2 м.

ВНК принят наклонным от -1036,0 м на северо-западе по верхней отметке воды в скважине 67-ЗМ далее на юго-запад на отметке -1037 м по скважине 83-ЗМ, далее на отметке -1038,0 м по скважине 19-ЗМ и на востоке – на отметке -1042,0 м по скважине 57-ЗМ.

Залежь пластовая сводовая, подстилается водой.

Продуктивный пласт 2-2. Продуктивность пласта установлена только на Западном блоке. Залежь газовая.

В июле 2014 года была опробована скважина 57-ЗМ, в которой из интервала 1346,0-1348,0 (-1079,7-1081,1) м получен приток газа дебитом 50 тыс. м³/сут через 8 мм штуцер. По ГИС в скважине в интервале опробования выделен газонасыщенный пласт с подошвенной отметкой -1081,0 м.

В скважинах 19-ЗМ, 56-ЗМ, 59-ЗМ, 60-ЗМ, 62-ЗМ, 63-ЗМ, ЮЗМ-1 пласты-коллекторы заглинизированы.

В скважинах 58-ЗМ и 64-ЗМ – водонасыщенны с кровельных отметок -1088,3 м и -1084,1 м соответственно.

В скважинах 83-ЗМ и 398-ЗМ подошвы газонасыщенных пластов-коллекторов отбиваются на отметках -1082,2 м и -1079,5 м, а кровли водонасыщенных – на отметках -1083,1 м и -1082,4 м соответственно.

В скважинах 59-ЗМ, 67-ЗМ газонасыщенные коллекторы выделены до соответствующих отметок -1081,2 м, -1081,1 м, в остальных скважинах (81-ЗМ, 82-ЗМ, 342-ЗМ, 346-ЗМ, 348-ЗМ, 360-ЗМ, 362-ЗМ, 380-ЗМ, 396-ЗМ) подошвы продуктивных коллекторов установлены на более высоких отметках.

ГВК залежи принят на отметке -1082,2 м по скважине 83-ЗМ.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная.

Пласт al2-3. Продуктивность пласта установлена по данным интерпретации ГИС только на Западном блоке. Скважины не опробованы.

Нефтяная залежь делится зонами литологического замещения, образованными скважинами 348-ЗМ, 59-ЗМ, 326-ЗМ, 56-ЗМ, ЮЗМ-1, на три участка. В пределах первого участка пробурены две скважины 67-ЗМ и 83-ЗМ, в которых нефтенасыщенные коллекторы выделены до отметок -1095,7 м и -1100,0 м. Водонасыщенные коллекторы выделены в скважине 67-ЗМ с отметки -1099,8 м. ВНК принят на отметке -1100 м.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная.

Второй участок продуктивности в районе скважины 57-ЗМ, оконтурен по результатам бурения скважин 82-ЗМ, 360-ЗМ, 346-ЗМ, 19-ЗМ, 380-ЗМ, 362-ЗМ, 81-ЗМ, 396-ЗМ, 342-ЗМ, 57-ЗМ, 60-ЗМ, 398-ЗМ. В скважинах выделены только продуктивные коллекторы, водонасыщенные пласты не вскрыты ни в одной из скважин. Наиболее низкая отметка нефтенасыщенности -1105,2 м установлена в скважине 60-ЗМ, во всех остальных скважинах подошвы продуктивных коллекторов установлены на более высоких отметках.

УВНК был принят условно на отметке -1105,0 м.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная.

В пределах третьего продуктивного участка пробурены скважины 62-ЗМ, 63-ЗМ, 64-ЗМ, 58-ЗМ.

В скважине 63-ЗМ при опробовании интервала 1269,5-1271,1 (-1088,1 - -1089,3) м получен непромышленный приток нефти с водой с соответствующими дебитами 0,7 м³/сут и 0,22 м³/сут. Всего в период освоения добыто 42 м³ жидкости, из которых 5,3 м³ нефти и 36,1 м³ воды. По ГИС коллекторы нефтенасыщены до отметки -1096,5 м, а с отметки -1097,1 м водонасыщены.

В скважине 64-ЗМ аналогично получен непромышленный приток нефти (0,5 м³/сут) с водой (0,44 м³/сут) из интервала опробования 1204,5-1206,0 м (-1087,7 - -1088,9) м. Всего в период освоения добыто 16 м³ жидкости, из которых 9,2 м³ нефти и 5,84 м³ воды. По ГИС подошва нижнего нефтенасыщенного коллектора установлена на отметке -1096,6 м, а кровля верхнего водонасыщенного на отметке -1097,1 м. В скважине 62-ЗМ подошва

нефтенасыщенного пласта отбивается на отметке -1093,1 м. В скважине 58-3М выделены водонасыщенные пласты с отметки -1097,7 м.

ВНК принят на отметке -1097,0 м.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная.

Нижнеальбский продуктивный горизонт

Продуктивная пачка a₁₃

В разрезе горизонта выделена продуктивная пачка a₁₃, в которой прослеживается три пласта, из которых продуктивным является пласт a₁₃-3.

Пласт a₁₃-3. Залежи нефти установлены во всех трех блоках месторождения (блок Огайское, Восточный блок, Западный блок).

Блок Огайское. В 32-х скважинах коллекторы замещены глинистыми породами.

Нефтенасыщенный коллектор небольшой толщины выделен всего в 5-ти скважинах 20-Ог, 30-Ог, 143-Ог, 510-Ог, 64-Ог, залежь связана с двумя полулинзами.

Залежь в районе скважин 20-Ог, 30-Ог установлена опробованием в скважине 30-Ог, в которой в июле 1982 года из интервала 1051,0-1054,0 (-1078,3 - -1081,3) м получен приток нефти с газом дебитами 13,7 м³/сут и 6,0 тыс. м³/сут через 7 мм штуцер. По данным ГИС пласт представлен одним коллектором в интервале 1051,8-1053,6 (-1079,1 - -1080,9) м.

В скважине 20-Ог подошва нефтенасыщенного пласта отбивается на отметке -1074,8 м.

ВНК по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 30-Ог -1081,0 м.

Залежь в районе скважин 143-Ог, 64-Ог, 510-Ог установлена по результатам ГИС. Наиболее низкая отметка продуктивного коллектора -1084,3 м установлена в скважине 64-Ог, а в скважине 31-Ог кровельная отметка воды -1088,1 м.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 64-Ог -1084,0 м.

Залежь прерывистая, представлена отдельными полулинзами.

Западный блок. В период разведки залежь установлена опробованием скважин 19-3М, 56-3М, 58-3М, 59-3М.

В скважине 19-3М в мае 2013 года при опробовании интервала 1231,7-1237,0 (-1249,4 - -1254,7) м получена нефть с водой дебитами 75 м³/сут и 6 м³/сут соответственно через 7 мм штуцер. По ГИС скважина вскрыла ВНК на отметке -1256,8 м.

В скважине 56-3М в декабре того же года из интервала 1455,0-1459,0 (-1250,2 - -1252,7) м получен приток нефти 13 м³/сут через 8 мм штуцер. По результатам ГИС обработки подошва нижнего нефтенасыщенного пласта установлена на отметке -1255,6 м, а кровля водонасыщенного – на отметке -1256,2 м.

В скважине 58-3М (07-21.08.2014 г.) при опробовании из интервала 1237,5-1239,0 (-1255,9 - -1257,4) м при 9 мм штуцере получен приток нефти с водой, с соответствующими дебитами 6,5 м³/сут и 5,4 м³/сут, что соответствует интерпретации ГИС, скважина вскрыла ВНК на отметке -1257,5 м.

В скважине 59-3М при опробовании интервала 1235,5-1240,0 (-1252,7 - -1257,2) м в декабре 2014 года через 7 мм штуцер получен приток нефти с водой, дебитами 29,5 м³/сут и 5,3 м³/сут, соответственно. По ГИС подошвенная отметка продуктивного коллектора отбивается на отметке -1257,3 м, а кровля водонасыщенного – на отметке -1259,7 м.

В последующие годы залежь опробована скважинами 56-3М, 81-3М, 82-3М, 362-3М, 380-3М, 62-3М, во всех скважинах, кроме последней, получены притоки нефти с водой различной интенсивности.

В скважине 62-3М из интервала перфорации 1522,7-1523,9 (-1254,3 - -1255,2) м притока не получено. По ГИС в скважине 62-3М коллекторы продуктивны до отметки -1256,8 м, а с отметки -1259,3 м – водонасыщены.

ВНК залежи принят на отметках -1254,0-1257,0 м.

Залежь пластовая сводовая.

Восточный блок тектоническими нарушениями разделен на три блока, в пределах которых выделено 5 залежей. На I и III блоки приходится по две залежи, II блок содержит одну нефтяную залежь.

В I блоке нефтяная залежь зоной литологического замещения, образованной скважинами 26 и 35, разделена на два участка.

В пределах первого участка залежь выявлена по результатам опробования скважин 6, 10, 11, 12, 15, 17, 21, 23 и 24.

В скважине 6 в феврале 1966 года получен приток газа с нефтью с соответствующими дебитами 2,6 тыс.м³/сут и 98,5 м³/сут через 7 мм штуцер из интервала опробования 1178,0-1182,0 (-1204,2 - -1208,2) м.

В скважине 10 из совместного интервала опробования 1170,5-1176,5 м, 1248,0-1263,0 м (-1191,0 - -1197,0 м, -1265,8 - -1283,5 м) залежей K_{1a}+K_{1a1} 3-3 в июне 2005 года получен приток газа с нефтью с соответствующими дебитами 2,2 тыс.м³/сут и 102,0 м³/сут через 7 мм штуцер, при реперфорации интервала в декабре 2005 года получен приток нефти дебитом 81,5 м³/сут.

В скважинах 11 (03.2006 г.), 12 (01.2006 г.) и 23 (11.2003 г.) из соответствующих интервалов 1220,0-1226,0 (-1187,6 - -1193,1) м, 1213,5-1220,0 (-1189,9 - -1195,8) м и 1186,0-

1190,0 (-1206,2 - -1210,2) м получены безводные приток нефти дебитами 82,23 м³/сут, 96,06 м³/сут и 38,0 м³/сут соответственно.

В скважине 21 из интервала опробования 1182,5-1187,0 (-1200,6 - -1205,1) м, при 8 мм штуцере получен фонтанный приток нефти с водой с дебитами 41,1 м³/сут и 4,1 м³/сут соответственно.

В скважинах 15 и 24 были опробованы совместно залежи K_{1a}+K_{1a1} 3-3 и до соответствующих абсолютных отметок -1200,1 м и -1210,3 м получены притоки нефти с водой.

В скважине 17, пробуренной в присводовой части, выделены два пласта в интервалах 1176,3-1179,4 м (-1196,3-1199,4 м) и 1179,4-1180,6 м (-1199,4-1200,6) м. По данным ГИС раздел нефть-вода фиксируется на отметке -1199,4 м. Водонасыщенная толщина составляет 1,2 м. По заключению ГИС-к 2006 года, глубина 1179,5 м (-1199,4 м) определяется как кровля промытой зоны, то есть имеет место прорыв воды. При этом скважина вступила в разработку в декабре 2012 г. На северо-западе от нее расположена скважина 12, которая эксплуатируется с 2006 года. В связи с чем, водонасыщенный пласт-коллектор (1179,4-1180,6 м), выделенный по материалам промыслово-геофизических исследований, принимается как обводненный. По состоянию на 01.01.2016 г скважина находилась в бездействии в связи с высокой обводненностью (96,4 %).

По ГИС наиболее низкая отметка продуктивного коллектора -1210,4 м установлена в скважине 23, а скважины 6Д и 24 вскрыли ВНК на соответствующих отметках -1205,6 м и -1209,3 м.

ВНК на этом участке принят наклонным от -1206,0 м до -1210,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

В пределах второго участка пробурена скважина 22, в которой при опробовании интервала 1193,5-1197,5 (-1213,3 - -1217,3) м был получен приток нефти с водой дебитами 5,9 м³/сут и 4 м³/сут соответственно.

Поступление воды предположительно связано с негерметичностью эксплуатационной колонны, которая фиксируется по данным ГИС на глубине 1214,8 м, а также с близостью тектонического нарушения. По данным открытого ствола пласт представлен одним пластом коллектором с эффективной нефтенасыщенной толщиной 5,4 м, с Кнг – 0,88. Подошва пласта выделена на отметке -1218,8 м. ВНК принят на отметке -1219,0 м

Залежь пластовая, тектонически и литологически экранированная.

II блок. Залежь установлена по результатам опробования скважины 9, где из интервала 1184-1192,7 (-1208,3-1217,0) м получен приток нефти с водой. Получение воды связано с тем, что перфорирована водонасыщенная часть пласта. По данным ГИС ВНК фиксируется на глубине -1216,8 м. ВНК принимается на отметке -1217 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

В III блоке установлены две локальные залежи по результатам бурения скважин 1 и 7.

В скважине 1 при опробовании интервала 1194-1200 (-1216,8 - -1222,8) м получен приток нефти дебитом 8,3 м³/сут, по данным ГИС пласт полностью нефтенасыщен до отметки -1223,4 м, которая и принята за отметку ВНК для данной залежи.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

В скважине 7 по данным интерпретации ГИС ВНК определен на отметке -1216,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Аптский продуктивный горизонт - К1а.

Продуктивность горизонта установлена во всех трех блоках месторождения: в блоке Огайское, Западном и Восточном блоках.

Блок Огайское. Залежь газонефтяная, продуктивность газовой шапки установлена испытанием в эксплуатационной колонне интервала 1120,0-1125,0 (-1147,3-1152,3) м в скважине 30-Ог, в которой был получен приток газа дебитом 150 тыс. м³/сут на 11 мм штуцере из пласта, подошва которого по ГИС отбивается на отметке -1152,5 м.

В скважинах 20-Ог, 64-Ог, 143-Ог, 148-Ог, 149-Ог, 159-Ог, 171-Ог по данным ГИС подошвы газонасыщенных пластов находятся на отметках -1149,6 м, -1152,1 м, -1153,0 м, -1147,8 м, -1153,2 м, -1148,8 м, -1152,6 соответственно.

В скважинах 180-Ог и 510-Ог вскрыты газонасыщенные коллекторы до соответствующих отметок -1152,3 м и -1151,4 м, а соответственно с отметок -1152,7 м и -1152,5 м – нефтенасыщенные.

ГНК принимается по данным ГИС и опробования на отметке -1153,0 м.

В период разведки нефтеносность залежи установлена опробованием скважины 1-Ог, в которой из интервала 1176,0-1182,0 (-1201,5 - -1207,5) м через 7 мм штуцер получен безводный приток нефти дебитом 24 м³/сут.

Результаты опробования скважин 31-Ог, 32-Ог, 33-Ог, 50-Ог подтвердили нефтеносность залежи, во всех скважинах при опробовании получены безводные притоки нефти.

Скважины 31-Ог, 32-Ог, 33-Ог, 50-Ог опробованы до соответствующих отметок - 1158,7 м, -1194,9 м, -1172,6 м, -1177,0 м и при 6-7 мм штуцерах получены притоки нефти дебитами 64,15 м³/сут, 26,9 м³/сут, 17,87 м³/сут, 35,33 м³/сут соответственно. По ГИС подошвы продуктивных коллекторов в этих скважинах установлены на отметках -1158,7 м, -1195,0 м, -1173,1 м, -1176,5 м соответственно.

Позднее в эксплуатационный период опробование проведено в скважинах 54-Ог, 55-Ог, 70-Ог, 73-Ог, 74-Ог, 75-Ог, 78-Ог, 79-Ог, 142-Ог, 145-Ог, 155-Ог, 167-Ог, 170-Ог, 175-Ог, 177-Ог, 178-Ог, практически во всех скважинах в добываемой продукции присутствует вода. Наиболее низкая отметка получения продукта -1201,0 м находится в скважине 170-Ог. В скважине 75-Ог из интервала 1394,5-1396,7 м, 1388,8-1393,3 м (-1181,6 - -1183,1 м, -1177,7 - -1180,8 м) притока не получено, а в скважине 178-Ог из интервала 1304,5-1309,5 (-1185,8 - -1189,8) м получен приток воды.

Помимо самостоятельного опробования залежь была опробована еще и с нижележащими неокомскими залежами в скважинах 33-Ог, 72-Ог, 76-Ог, 77-Ог, 143-Ог, 162-Ог, получены притоки нефти с водой, наиболее низкая отметка получения продукта - 1197,2 м в скважине 77-Ог.

Согласно интерпретации ГИС наиболее низкие отметки нефтенасыщенных коллекторов -1206,0 м и -1208,0 м установлены в скважинах 170-Ог и 1-Ог, отметка последней скважины принята за ВНК залежи.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Западный блок. Залежь осложнена разрывным нарушением f_7 , протянутым от скважины 64-ЗМ в связи с необходимостью разделения структуры на три блока из-за разности результатов опробования. На одних и тех же гипсометрических отметках получен флюид с разным характером насыщения – вода, нефть, газ.

Блок I. В скважине 64-ЗМ при опробовании интервала 1534,2-1536,3 (-1337,4 - -1339,0) м была получена пластовая вода. Кровля водонасыщенного коллектора при этом отбивается на отметке -1337,2 м.

В соседней скважине 62-ЗМ по ГИС выделены только выдонасыщенные пропластки, кровельная отметка верхнего - -1350,9 м.

Блок II. В пределах блока пробурено пять скважин, из которых одна скважина 57-ЗМ оказалась за контуром продуктивности, скважина вскрыла водонасыщенные коллектора с отметки -1355,1 м.

Нефтеносность блока установлена по результатам опробования скважины 396-ЗМ, в которой горизонт K_{1a} был опробован совместно с нижележащим неокомским горизонтом

1-А. При опробовании интервала 1517,0-1520,0 м, 1541,0-1546,0 м (-1343,2 - -1345,5 м, -1361,9 - -1365,8 м) получен приток нефти с водой. Подошва нефтенасыщенного коллектора -1345,6 м, кровля водонасыщенного - -1349,8 м.

В скважине 59-ЗМ при опробовании интервала 1327,5-1330,4 м (-1344,7 -1347,6 м) получен приток нефти расчетным дебитом 26,9 м³/сут. По ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора -1347,4 м, кровля водонасыщенного - -1353,3 м.

В скважинах 62-ЗМ, 81-ЗМ подошвы нефтенасыщенных коллекторов установлены на соответствующих отметках -1346,0 м, -1345,2 м, а кровли водонасыщенных - -1349,8 м, -1347,0 м.

ВНК в этом блоке принят на отметке -1347,0 м.

Блок III. В скважине 58-ЗМ по опробованию из интервала 1320,5-1324,0 (-1338,4-1342,4) м был получен газ дебитом 54,2 тыс. м³/сут. В этой же скважине при опробовании интервала 1327-1328,5 (-1345,4-1346,9) м получен приток пластовой воды дебитом 13,9 м³/сут. По ГИС подошва газонасыщенного пласта отбивается на отметке -1342,8 м, а кровля водонасыщенного – с отметки -1345,4 м.

При опробовании скважины 56-ЗМ газ дебитом 24 тыс. м³/сут был получен до отметки -1339,9 м (подошва газонасыщенного пласта по ГИС отбивается при этом на отметке -1342,3 м).

В скважинах 19-ЗМ, 56-ЗМ, 58-ЗМ, 346-ЗМ, 360-ЗМ и 380-ЗМ ниже газовых выделены только водяные коллектора. В скважинах 19-ЗМ, 56-ЗМ, 58-ЗМ, 346-ЗМ подошвы газонасыщенных коллекторов отбиваются на отметках -1342,5 м, -1342,3 м, -1342,8 м, -1339,4 м, а кровли водонасыщенных – с отметок -1343,4 м, -1344,3 м, -1345,4 м, -1342,0 м соответственно. ГВК в скважинах 360-ЗМ и 380-ЗМ установлен на отметках -1342,7 м и -1343,0 м соответственно.

Самая низкая подошва газонасыщенного по ГИС пласта фиксируется в скважине 58-ЗМ на отметке -1342,8 м.

ГВК в этом блоке принят на отметке -1343,0 м.

Залежь является пластовой сводовой.

Восточный блок. В блоке I продуктивность горизонта установлена опробованием скважин 1, 6, 10, 12, 15, 21, 22, 23, 26, где были получены притоки безводной нефти. В скважинах 6Д, 7, 11, 13, 17, 24 и 35 получены притоки нефти с водой. Надо отметить, что в большинстве скважин, в которых получены притоки нефти с водой, это связано с заколонными перетоками по данным ГИСк. По результатам опробования скважины 7, где получен приток нефти с водой из интервала 1270-1273 (-1293,2-1296,2) м, пластовая вода

поступает из нижнего водоносного пласта из-за отсутствия цементного камня за колонной. В скважине 8, по данным ГИС, пласты-коллекторы водонасыщены с отметки -1298,6 м.

Раздел нефть-вода по данным промыслово-геофизических исследований фиксируется в скважинах 35, 22 и 26 на отметках -1298,4 м, -1298,6 м и -1299,3 м соответственно.

ВНК принимается на отметке -1299,0 м.

Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Блок II. Залежь установлена по данным интерпретации ГИС в скважине 9, в которой определен ВНК на отметке -1296,1 м.

По типу природного резервуара залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Неокомский продуктивный горизонт

В разрезе неокомского горизонта выделено 5 продуктивных пачек (1, 2, 3, 5, 6).

Продуктивная пачка 1

В продуктивной пачке 1 выделено два продуктивных пласта 1-А и 1-Б.

Пласт 1-А. Продуктивность пласта установлена в пределах блоков Огайское, западное и Восточное.

Блок Огайское. Залежь зоной глинизации, образованной скважинами 30-Ог, 149-Ог, 78-Ог, 32-Ог, 70-Ог, 79-Ог, 175-Ог, поделена на два участка. Наибольший по площади первый участок, кроме вышеуказанной зоной глинизацией, ограничен еще одной зоной непроницаемости (в скважинах 142-Ог, 177-Ог, 178-Ог отсутствует коллектор).

Продуктивность на этом участке установлена опробованием скважин 33-Ог и 53-Ог.

В скважине 53-Ог приток безводной нефти получен до отметки -1177,1 м, нефтенасыщенный коллектор выделен до отметки -1177,2 м.

В скважине 50-Ог пласт 1-А, по данным ГИС, выделен в интервале 1163,2-1168,4 (-1184,2 - -1189,4) м. При совместном опробовании пласта 1-А (1164,5-1168,5 м) с пластом 1-Б (1171,3-1175,9 м), получен приток нефти дебитом 16,1 м³/сут. По данным профиля притока все интервалы работают нефтью. При этом, на долю пласта 1-А приходится 42,9 % от общего дебита.

В скважине 52-Ог при опробовании получена пленка нефти с водой до отметки -1192,1 м. По данным интерпретации ГИС нефтенасыщенные пласты выделяются до отметки -1191,8 м.

В эксплуатационный период опробование проведено в скважинах 33-Ог, 76-Ог, 77-Ог, 159-Ог, 162-Ог, 517-Ог, как самостоятельно, так и совместно с пластами K_{1a} , K_{1nc} 1-Б, K_{1nc} 2.

По данным ГИС наиболее низкая отметка нефти -1204,6 м установлена в скважине 77-Ог, а в скважине 170-Ог - верхняя отметка воды -1207,9 м.

ВНК принят на отметке -1208,0 м.

На втором участке продуктивность установлена опробованием скважины 72-Ог, в которой при опробовании интервала 1304,5-1311,0 (-1185,6 - -1190,8) м получен дебит нефти с водой составил 5,07 м³/сут. По данным интерпретации ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены до отметки -1192,0 м.

В скважине 34-Ог при совместном опробовании с пластом K_{1nc} 1-Б получен безводный приток нефти дебитом 19,3 м³/сут через 7 мм штуцер. По ГИС пласты нефтенасыщены до абсолютной отметки -1173,2 м.

Нефтенасыщенные пласты выделены также в скважинах 64-Ог, 143-Ог, 34-Ог, 31-Ог, 510-Ог, 179-Ог, 1-Ог, наиболее низкая отметка продуктивности -1219,1 м установлена в скважине 1-Ог. В скважине 74-Ог выделены водонасыщенные коллекторы с отметки -1212,2 м.

В скважине 155-Ог пласты заглинизированы.

ВНК принят в районе скважины 74-Ог на отметке -1212,0 м, в районе скважины 1-Ог - на отметке -1219,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Западный блок. Пробуренные в блоке I скважины 63-ЗМ и 64-ЗМ с кровельных отметок -1388,2 м и -1366,0 м водонасыщенные.

Скважина 64-ЗМ была опробована в январе 2017 года, с отметки -1366,5 м получен приток пластовой воды.

Блоки II. Продуктивность блока доказана данными скважины 396-ЗМ, где при совместном с аптским горизонтом опробовании из интервала 1517 -1520 м (-1343,2 - -1345,5 м) был получен приток нефти с водой дебитами 15,5 м³/сут и 1,7 м³/сут, на штуцере диаметром 8 мм. По ГИС в скважине выделены нефтенасыщенные пласты до отметки -1370,8 м, а с отметки -1372,7 м – водонасыщенные.

При опробовании интервала 1675,0-1676,4 (-1362,3 - -1363,3) м в скважине 62-ЗМ по заколонному перетоку из водоносной части пласта получен приток воды. По ГИС в интервале опробования выделены два нефтенасыщенных коллектора 1675,2-1678,6 м;

1686,7-1689,9 м (-1362,4 - -1364,9 м; -1370,6 - -1372,9 м), в подошвенной части выделен водонасыщенный коллектор 1691,4-1701,3 (-1374,0 - -1381,0 м).

В скважине 81-ЗМ коллекторы нефтенасыщенны до отметки -1371,9 м, а с отметки -1372,8 м. В скважине 59-ЗМ водонасыщенные пропластки выделяются с отметки -1370,6 м.

ВНК в этом блоке принимается в диапазоне отметок -1371,0 - -1373,0 м.

Скважины в блоке III не опробованы. В скважинах 380-ЗМ, 360-ЗМ, 19-ЗМ выделены только продуктивные коллекторы до соответствующих отметок -1361,3 м, -1366,0 м, -1369,2 м.

В скважине 346-ЗМ пласты нефтенасыщены до отметки -1367,6 м, а с отметки -1368,0 м – водонасыщены.

В скважине ЮЗМ-1 пласты с кровли -1369,9 м водонасыщены.

В скважинах 56-ЗМ и 58-ЗМ коллекторы замещены глинистыми пропластками.

ВНК в этом блоке принимается на отметке -1369 м по наиболее низкой отметке нефтенасыщенного по данным ГИС в скважине 19-ЗМ.

Восточный блок. Пласт не опробован, нефтеносность установлена по данным ГИС. В двух скважинах (15, 13) выделены нефтенасыщенные коллекторы, в одиннадцати скважинах (6, 7, 8, 9, 10, 14, 21, 22, 23, 24, 25) – водонасыщенные, а в остальных (1, 11, 12, 17, 26, 35, 6Д) - коллекторы замещены непроницаемыми пропластками.

Залежь в районе скважины 15 установлена по данным интерпретации ГИС, в которой нефтенасыщенный пласт-коллектор толщиной 2,3 м выделен до отметки -1295,0 м. Водонасыщенные пласты не вскрыты. ВНК принимается условно на отметке -1295,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Также, в районе скважины 13 выделяется небольшая залежь, продуктивность которой предполагается по данным промыслово-геофизических исследований.

В скважине 13 выделяется только нефтенасыщенный по ГИС коллектор толщиной 1,3 м до глубины -1293,2 м. ВНК принимается условно на отметке -1293,0 м.

Залежь пластовая и литологически экранированная.

Пласт 1-Б. Продуктивность пласта установлена в блоках Огайское и Западное.

Блок Огайское. Газоносность блока доказан результатами опробования скважины 30-Ог, в которой при опробовании интервала 1134,0-1139,0 (-1161,3 - -1166,3) м в июне 1982 года получен приток газа с нефтью с ориентировочными дебитами 8,0 тыс.м³/сут и 28,0 м³/сут на 5 мм штуцере. По ГИС ГНК отбивается на отметке -1167,2 м, нефтенасыщенные толщины – до отметки -1170,6 м.

По результатам интерпретации геофизических кривых газонасыщенные коллекторы выделены в скважинах 134-Ог, 141-Ог, 148-Ог, 20-Ог, 159-Ог, 149-Ог, 171-Ог, 143-Ог, 31-Ог.

В скважинах 141-Ог, 149-Ог, 171-Ог, 143-Ог ГНК установлен на соответствующих отметках -1166,8 м, -1666,6 м, -1167,5 м, -1167,0 м.

В скважинах 134-Ог и 31-Ог газонасыщенные пропластки выделены до -1166,5 м и 1167,4 м, а нефтенасыщенные с отметок -1168,8 м и -1167,6 м соответственно.

Скважины 148-Ог и 20-Ог вскрыли газонасыщенные коллекторы до соответствующих отметок -1165,8 и -1162,2 м.

В скважине 159-Ог по ГИС выделены нефтенасыщенные пропластки с кровельной отметки -1167,2 м, что послужило причиной разделения газовой шапки на две части, но с одним уровнем ГНК на отметке -1167,0 м.

При опробовании скважин 31-Ог, 33-Ог, 50-Ог получены притоки нефти.

В скважине 31-Ог из интервала 1502,0-1520,0 (-1166,6 - -1176,8) м в августе 2012 года получен безводный приток нефти дебитом 26,46 м³/сут через 7 мм штуцер. По ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены до отметки -1176,7 м.

В скважине 33-Ог в том же году получен приток нефти с водой из интервала 1521,0-1538,0 (-1193,7 - -1204,1) м. По ГИС коллекторы нефтенасыщены до отметки -1203,6 м

В скважине 50-Ог приток нефти дебитом 3,36 м³/сут (дебит воды не замерен) получен при опробовании интервала 1171,3-1175,9 (-1192,3 - -1196,9) м в феврале 2014 года. Нефтенасыщенные пласты выделены по ГИС до отметки -1196,6 м.

В скважине 34-Ог при совместном опробовании с вышележащей залежью К_{1пс} 1-А получен приток безводной нефти дебитом 19,3 м³/сут на 7 мм штуцере до отметки -1178,3 м. Нефтенасыщенные коллекторы выделены по ГИС до отметки -1186,3 м.

В скважинах 55-Ог и 143-Ог получены притоки нефти с водой до соответствующих отметок -1193,4 м и -1152,4 м. По ГИС подошвы нефтенасыщенных пластов отбиваются на отметках -1194,8 м и -1171,4 м.

Наиболее низкая отметка нефтенасыщенного коллектора -1231,1 м установлена в скважине 170-Ог, а в скважине 1-Ог кровля водонасыщенного пласта – на отметке -1222,8 м.

В скважинах 75-Ог, 52-Ог, 51-Ог, 54-Ог, 162-Ог, 155-Ог, 178-Ог, 77-Ог, 79-Ог, 175-Ог, 70-Ог, 32-Ог, 74-Ог коллекторы по ГИС не выделяются.

Учитывая вышеприведенные данные, ВНК принимается наклонным от отметки -1223,0 м в восточной части залежи по кровле водонасыщенного коллектора в скважине 1-Ог и до -1231,0 м в западной части скважин 170-Ог, 177-Ог, 79-Ог.

Залежь по типу природного резервуара пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

На *Западном блоке* залежь выявлена по данным интерпретации ГИС в блоках II и III.

Блок II. В пределах блока пробурено пять скважин (59-3М, 57-3М, 81-3М, 396-3М, 62-3М), из них в двух скважинах 59-3М, 57-3М выделены водонасыщенные пропластки, наиболее высокая отметка водонасыщенного коллектора установлена в скважине 59-3М на отметке -1395,3 м.

В скважине 62-3М выделены только продуктивные коллекторы до абсолютной отметки -1394,3 м.

Скважина 81-3М вскрыла ВНК на отметке -1396,3 м.

В скважине 396-3М коллектора отсутствуют.

С учетом приведенных данных, можно заключить, что диапазон колебания ВНК небольшой от -1395,0 м до -1396,0 м.

Блок III. Залежь в районе скважины 19-3М оконтурена по результатам бурения пяти скважин 19-3М, 360-3М, 346-3М, ЮЗМ-1, 380-3М. Наиболее низкая отметка продуктивного коллектора -1392,0 м определена в скважине 19-3М, которая принята за УВНК этой залежи.

УВНК (-1388,0 м) для залежи в районе скважины 58-3М принят по подошвенной отметке нефтенасыщенного коллектора этой скважины -1388,3 м.

В скважине 56-3М пласты водонасыщены с кровли -1386,5 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Пачка 2. Залежь нефти установлена только в пределах *блока Огайское*.

Продуктивность доказана опробованием скважин 20-Ог, 30-Ог, 31-Ог, 51-Ог, 52-Ог.

В скважине 20-Ог в ноябре 2012 года опробован интервал 1178,0-1193,0 (-1193,1 - -1207,4) м и получен безводный приток нефти дебитом 8,0 м³/сут. В следующем месяце из вышележащего интервала 1160,0-1170,0 (-1176,0 - -1185,5) м получен фонтан нефти дебитом свыше 90 м³/сут при 9 мм штуцере. По ГИС в скважине в интервалах опробования выделено четыре нефтенасыщенных пласта, подошва нижнего отбивается на отметке -1207,6 м.

В скважине 31-Ог аналогично получен фонтан безводной нефти дебитом 45,28 м³/сут при 7 мм штуцере из интервала опробования 1540,0-1565,0 (-1188,2 - -1202,5) м. По ГИС также выделены нефтенасыщенные коллекторы до отметки -1207,0 м.

В скважине 30-Ог на устье отмечалось слабое газопроявление при простреле интервала 1174,0-1180,0 (-1201,3 - -1207,3) м, по ГИС в скважине выделены нефтенасыщенные пропластки до отметки -1200,0 м.

В скважине 51-Ог из интервала 1233,0-1257,4 (-1196,2 - -1218,1) м получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 34,86 м³/сут и 27,6 м³/сут при 8 мм штуцере. По ГИС нефтенасыщенные коллекторы установлены до отметки -1218,3 м, а с отметки -1219,8 м – водонасыщенные.

В скважине 52-Ог получена пленка нефти с водой при опробовании интервала 1328,5-1333,3 (-1215,5 - -1219,2) м. По ГИС нефтенасыщенные коллекторы установлены до отметки -1218,8 м, а с отметки -1222,3 м – водонасыщенные.

В скважине 55-Ог коллекторы замещены непроницаемыми разностями.

В скважинах 76-Ог, 51-Ог, 52-Ог, расположенных на западе, уровень ВНК колеблется от -1213,5 м до -1219,0 м.

Скважина 76-Ог вскрыла ВНК на отметке -1213,5 м, а в скважинах 51-Ог и 52-Ог нефтенасыщенные отметки выделены до отметок -1218,3 м и -1218,8 м, водонасыщенные – с отметок -1219,8 м и -1222,3 м.

ВНК скважин 53-Ог, 54-Ог, 146-Ог, 162-Ог, 142-Ог, 33-Ог, 50-Ог, расположенных на северо-западе и севере, принят на усредненной отметке -1217,0 м, за исключением района скважины 53-Ог, где контакт опускается до -1220,0 м. По ГИС скважин 53-Ог, 54-Ог, 146-Ог, 162-Ог, 142-Ог, 33-Ог, 50-Ог нефтенасыщенные коллекторы установлены до соответствующих отметок -1220,3 м, -1216,3 м, -1215,4 м, -1215,9 м, -1216,6 м, -1212,9 м, -1216,1 м, а с отметок -1220,7 м, -1217,3 м, -1217,1 м, -1218,4 м, -1217,1 м, -1225,0 м, -1217,5 м – водонасыщенные.

На северо-востоке в скважинах 145-Ог, 167-Ог, 78-Ог, 72-Ог, 155-Ог, 34-Ог уровень ВНК наблюдается на отметках от -1213,0 м до -1217,0 м. Скважины 145-Ог и 155-Ог вскрыли ВНК на отметках -1213,8 м и -1216,1 м соответственно. В скважинах 167-Ог, 78-Ог, 34-Ог по ГИС нефтенасыщенные коллекторы определены до соответствующих отметок -1215,1 м, -1216,9 м, -1199,8 м, а с отметок -1215,4 м, -1217,5 м, -1212,8 м – водонасыщенные. В скважине 72-Ог выделены водонасыщенные пласты с кровли -1215,1 м.

Таким образом, ВНК по залежи варьируют от 1213,0 м до -1220,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Пачка 3 разделена на два пласта 3А и 3Б. Пласт 3Б непродуктивен.

Пласт 3А. Залежи выявлены в блоке Огайское и Западном блоке.

Блок Огайское. Залежь установлена по данным ГИС скважин 51-Ог, 73-Ог, 53-Ог, 139-Ог, 134-Ог, 159-Ог, 30-Ог, 171-Ог, 31-Ог, 143-Ог. Зоны отсутствия коллекторов образованы скважинами 20-Ог, 141-Ог, 146-Ог, 149-Ог, 148-Ог, 172-Ог, 162-Ог, 180-Ог, 155-Ог, 18-Ог, 167-Ог, 175-Ог, 79-Ог.

В скважине 30-Ог в результате опробования интервала 1185-1192 (-1212,3 - -1219,3) м притока практически не было получено, лишь пленка нефти, на устье наблюдалось слабое выделение газа.

В скважине 53-Ог из интервала 1331,9-1336,5 (-1228,6 - -1232,0) м приток получен не был.

Скорее всего, обе скважины 30-Ог и 53-Ог недоисследованы, так как по данным ГИС открытого ствола нефтенасыщенные пласты в них выделены до соответствующих отметок -1228,5 м и -1232,0 м, и имеют нефтенасыщенную толщину 7,4 м и 3,3 м соответственно с коэффициентами нефтенасыщенности более 0,60 д.ед.

В целом, по залежи с востока на запад наблюдается повышение уровня ВНК.

Так, на востоке залежи в скважине 51-Ог на отметке -1231,0 м наблюдается прямой контакт нефть-вода, а в скважине 76-Ог с кровельной отметки -1227,6 м установлены водонасыщенные коллекторы.

На западе в скважинах 31-Ог, 143-Ог нефтенасыщенные коллекторы выделены до соответствующих отметок -1211,5 м, -1214,6 м, а с отметки -1212,3 м, -1215,7 м – водонасыщенные.

Скважина 34-Ог вскрыла водонасыщенные коллекторы с отметки -1217,7 м.

Таким образом, ВНК залежи имеет большой диапазон колебания, от -1227-1232 м на востоке до -1212-1215 м на западе.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Западный блок. Залежь нефти установлена только в пределах III блока, продуктивность которого установлена получением притока нефти при опробовании интервала 1409-1414 м (-1426,6 - -1431,6 м) в скважине 19-3М дебитом 28 м³/сут и подтверждена при опробовании скважин 346-3М, 360-3М, 380-3М, ЮЗМ-1.

В скважине 346-3М по ГИС выделяется нефть до отметки -1232,4 м, а вода с отметки -1433,8 м. По опробованию приток нефти (содержание воды незначительное) в скважине получен до отметки -1430,0 м.

В скважине 360-3М при опробовании был получен приток нефти с водой до отметки -1426,2 м, присутствие воды в добываемой продукции близким положением ВНК на отметке -1428,9 м.

В скважине ЮЗМ-1 при опробовании получен приток нефти дебитом 21,1 м³/сут (дебит воды незначительный 0,48 м³/сут) из интервала 1453,5-1457,5 м (-1421,6 - -1425,4 м). По данным ГИС коллектор нефтенасыщен до отметки -1428,9 м, а с отметки -1429,6 м – водонасыщен.

В скважине 380-ЗМ получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 10,4 м³/сут и 21,53 м³/сут из интервала опробования 1452,5-1456,5 (-1421,8 - -1425,7) м. По заключению ГИС скважина вскрыла только кровельную часть пласта на отметке -1451,8 м.

Наиболее высокая отметка кровли водонасыщенного пласта встречена в скважинах 56-ЗМ на отметке -1426,9 м.

ВНК принят на отметках -1427-1433 м.

Залежь пластовая сводовая.

Пачка 5. Залежь нефти установлена только на *Западном блоке* в III блоке опробованием скважины 19-ЗМ, в которой из интервала 1462,0-1464,0 (-1479,2 - -1481,2) м через 7 мм штуцер получен приток безводной нефти дебитом 8,5 м³/сут. Подошва нефтенасыщенного пласта по ГИС отбивается на отметке -1485,4 м, с отметки -1486,2 м пласт водонасыщен.

В скважинах 56-ЗМ и 58-ЗМ, пробуренных в этом блоке, разрез водонасыщен с кровельных отметок -1505,6 м и -1511,2 м соответственно.

ВНК залежи принят на отметке -1485,4 м.

Залежь пластовая сводовая.

Пачка 6. Залежь нефти выявлена по интерпретации ГИС на *Восточном блоке*. Нефтенасыщенные толщины выделены в разрезе скважин 21 и 23.

В скважине 21 нефтенасыщенные пласты выделены по данным ГИС до отметки -1483,9 м. Водонасыщенные пласты начинаются с отметки -1516,4 м.

В скважине 23 нефтенасыщенные пласты выделены по ГИС до отметки -1473,3 м, водонасыщенные пласты начинаются с отметки -1486,8 м.

ВНК залежи принят на отметке -1484 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Таблица 2.1.1 – Месторождение Морское. Характеристика залежей

| Залежь | Блок | Тип залежи | Тип коллектора | Площадь продуктивности, тыс.м ² | Характер насыщения | Принятый уровень (абс.отм.), м | |
|----------------------|------------------|---|-----------------------|--|--------------------|--------------------------------|-------------------|
| | | | | | | ГНК, ГВК | ВНК |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Блок Огайское | | | | | | | |
| К _{1a3} 0-1 | I | пластовая сводовая, тектонически экранированная | теригенно-карбонатный | 701 | нефтяной | - | -674,2 - -683,4 |
| | II | | | 1818 | | - | -669,0 - -677,0 |
| К _{1a3} 0-2 | | пластовая сводовая, тектонически экранированная | теригенно-карбонатный | 394 | нефтяной | - | -683,0 |
| К _{1a3} 0-3 | I | пластовая сводовая, тектонически экранированная | теригенно-карбонатный | 799 | нефтяной | - | -712,0 - -720,0 |
| | II | | | 1995 | | - | -711,0 - -719,0 |
| К _{1a3} 1-1 | I | пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная | теригенно-карбонатный | 717 | нефтяной | - | -744,0 - -752,0 |
| | II | | | 1771 | | - | -743,0 - -747,0 |
| К _{1a3} 1-2 | I | пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная | теригенно-карбонатный | 246 | нефтяной | - | -754,8 |
| | II | | | 724 | | - | -758,0 |
| К _{1a3} 1-3 | I | пластовая сводовая, тектонически экранированная | теригенно-карбонатный | 145 | нефтяной | - | -759,5 - -761,8 |
| | II | | | 1631 | | - | -751,6 - -763,3 |
| К _{1a3} 1-4 | II | пластовая сводовая, тектонически экранированная | теригенно-карбонатный | 979 | нефтяной | - | -787,0 - -793,0 |
| К _{1a1} 3-3 | р-н. скв. 20-Ог | линзы | теригенно-карбонатный | 31 | нефтяной | - | -1081,0 |
| | р-н. скв. 143-Ог | | | 100 | | - | -1084,0 |
| К _{1a} | | пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная | теригенно-карбонатный | 4580 | газонефтяной | -1153,0 | -1208,0 |
| К _{1nc} 1-А | | пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная | теригенно-карбонатный | 2534 | нефтяной | - | -1208,0 |
| | | | | 890 | | - | -1212,0 - -1219,0 |
| К _{1nc} 1-Б | | пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная | теригенно-карбонатный | 649 (газ) 1522 (нефть) | газонефтяной | -1167,0 | -1223,0 - -1231,0 |

Продолжение таблицы 2.1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-----------------------|------------|---|-----------------------|----------------------------|--------------|---------|--|
| K _{1nc} 2 | | пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная | теригенно-карбонатный | 2706 | нефтяной | - | -1212,0 - -1219,0 |
| K _{1nc} 3-А | | пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная | теригенно-карбонатный | 784 | нефтяной | - | -1227,0 - -1232,0 -1212,0 - -1215,0 |
| Западный блок | | | | | | | |
| K _{1a13} 0-1 | | пластовая сводовая, подстилается водой | теригенно-карбонатный | 1523 | нефтяной | - | -772,1 - -776,4 |
| K _{1a13} 1-1 | | пластовая сводовая | теригенно-карбонатный | 1052 (газ) 5198 (нефть) | газонефтяной | -862,0 | -866,0 - -878,0 |
| K _{1a13} 1-2 | | пластовая сводовая, литологически ограниченная | теригенно-карбонатный | 2007 (газ) 2951 (нефть) | газонефтяной | -885,0 | -887,0 |
| K _{1a13} 1-3 | | пластовая сводовая | теригенно-карбонатный | 2107 | нефтяной | - | -893,0 - -899,0 |
| K _{1a12} 2-1 | | пластовая сводовая, подстилается водой | теригенно-карбонатный | 5289 | нефтяной | - | -1036,0 - -1042,0 |
| K _{1a12} 2-2 | | пластовая сводовая, литологически экранированная | теригенно-карбонатный | 2024 | газовый | - | -1082,2 |
| K _{1a12} 2-3 | р-н скв.67 | пластовая сводовая, литологически экранированная | теригенно-карбонатный | 1659 | нефтяной | - | -1100,0 |
| | р-н скв.57 | | | 1718 | | - | -1105,0 |
| | р-н скв.62 | | | 1414 | | - | -1097,0 |
| K _{1a11} 3-3 | | пластовая сводовая | теригенно-карбонатный | 2029 | нефтяной | - | -1254,0-1257,0 |
| K _{1a} | II | пластовая сводовая | теригенно-карбонатный | 1070 | газонефтяной | - | -1347,0 |
| | III | | | 1312 | | -1343,0 | - |
| K _{1nc} 1-А | II | пластовая сводовая, литологически ограниченная | теригенно-карбонатный | 1258 | нефтяной | - | -1371,0 - -1373,0 |
| | III | | | | | - | -1369,0 |
| K _{1nc} 1-Б | II | пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная | теригенно-карбонатный | 522 | нефтяной | - | -1395,0-1396,0 |
| | III | | | 970 | | - | р-н скв. 19-3М - 1392,0 м; р-н скв. 58-3М - 1388,0 м; |
| K _{1nc} 3-А | III | пластовая сводовая | теригенно-карбонатный | 801 | нефтяной | - | -1427,0 - -1433,0 |
| K _{1nc} 5 | III | пластовая сводовая | теригенно-карбонатный | 503 | нефтяной | - | -1485,4 |

Продолжение таблицы 2.1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-----------------------|------------|---|-----------------------|------|----------|---|--------------------|
| Восточный блок | | | | | | | |
| K _{1al3} 0-1 | | пластовая сводовая, подстиляется водой | теригенно-карбонатный | 376 | нефтяной | - | -772,5 |
| K _{1al3} 0-3 | I | пластовая сводовая, тектонически экранированная | теригенно-карбонатный | 407 | нефтяной | - | -824,2 |
| | II | | | 13 | | - | -818,4 |
| K _{1al3} 1-3 | I | пластовая сводовая, тектонически экранированная | теригенно-карбонатный | 644 | нефтяной | - | -859,0 - -863,0 |
| | II | | | 100 | | - | -873,0 |
| K _{1al1} 3-3 | I | пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная | теригенно-карбонатный | 767 | нефтяной | - | -1206,0-1210,0 |
| | II | | | 253 | | - | р-н скв.22 -1219,0 |
| | III | | | 110 | | - | -1217,0 |
| K _{1a} | I | пластовая сводовая, тектонически экранированная | теригенно-карбонатный | 47 | нефтяной | - | р-н скв.1 -1223,0 |
| | II | | | 12 | | - | р-н скв.7 -1216,0 |
| K _{1nc} 1-А | р-н скв.15 | пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная | теригенно-карбонатный | 2232 | нефтяной | - | -1299,0 |
| | р-н скв.13 | | | 107 | | - | -1296,0 |
| K _{1nc} 1-А | р-н скв.15 | пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная | теригенно-карбонатный | 103 | нефтяной | - | -1295,0 |
| | р-н скв.13 | | | 35 | | - | -1293,0 |
| K _{1nc} 6 | | пластовая сводовая, тектонически экранированная | теригенно-карбонатный | 493 | нефтяной | - | -1484,0 |

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородность

2.2.1 Характеристика средних значений толщин

Продуктивность месторождения связана с отложениями нижнего и верхнего мела, в которых выделено 5 продуктивных горизонтов: верхнеальбский, среднеальбский, нижнеальбский, аптский и неокомский.

Характеристика толщин по залежам, коллекторские свойства пластов и показатели неоднородности получены по данным бурения всех скважин.

В таблице 2.2.1 дана характеристика общих, эффективных и нефтенасыщенных толщин залежей выделенных горизонтов на 01.01.2022 г.

Общая толщина залежей посчитана как разница между подошвой нижнего и кровлей верхнего коллекторов, а там, где выделен один коллектор, высчитывалась как разница между кровлей и подошвой этого коллектора. Общая толщина выделенных коллекторов изменяется от первых метров до нескольких сотен метров. Минимальное среднее значение общей толщины 2,3 установлено у залежи K_{1nc} 1-А Огайского блока, максимальное значение - 201,2 м у залежи Восточного блока.

Наименьшим средним значением эффективной толщины 1,8 м обладает залежь K_{1nc} 1-А Восточного блока, а наибольшим – залежь K_{1a3} 1-4 Огайского блока (табл. 2.2.1).

Практически все залежи характеризуются средним значением нефтенасыщенной толщины менее 10 м, и только у залежи K_{1nc} 2 Огайского блока оно составляет 13,1 м, а наименьшим значением по 1,8 м характеризуются залежи K_{1nc} 1-А Восточного блока и K_{1a3} Западного блока.

2.2.2 Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Несмотря на сложность строения, при детальной пластовой корреляции пробуренных скважин отмечается четкое расчленение продуктивного разреза на горизонты. Внутри горизонтов выделены пласты-коллекторы, которые независимо от приуроченности к разным блокам, хорошо коррелируются и образуют залежи.

Средний коэффициент расчлененности по залежам колеблется от 1,2 (залежь K_{1a1} 3-3 блока Огайское) до 20,0 (залежь K_{1nc} 6 Восточного блока), среднее значение коэффициента песчаности, характеризующего долю коллектора, колеблется от 0,23 д.ед. (залежь K_{1nc} 6 Восточного блока) до 0,97 д.ед. (залежь K_{1nc} 3-3 блока Огайское).

Наименьший коэффициент распространения коллектора 0,59 д.ед. присущ залежи K_{1a3} 1-2 блока Огайское.

В таблице 2.2.2 приведены результаты статистических обработок, показателей неоднородности залежей.

Таблица 2.2.1 – Месторождение Морское. Характеристика толщин залежей

| Горизонт | Толщина | Наименование | Зоны насыщения | | | | | | В целом по горизонту |
|---------------------------------------|------------------|------------------------|----------------|----|-----|----|---|-----------|----------------------|
| | | | Г | ГН | ГНВ | ГВ | Н | НВ | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Блок Огайское | | | | | | | | | |
| K _{1a} l ₃ 0-1 | Общая | Средняя, м | | | | | | 18,4 | 18,4 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,141 | 0,141 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 5,7-42,1 | 5,7-42,1 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | 12,5 | 12,5 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,106 | 0,106 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 3,4-23,0 | 3,4-23,0 |
| | Нефте-насыщенная | Средняя, м | | | | | | 5,8 | 5,8 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,173 | 0,173 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 1,3-10,7 | 1,3-10,7 |
| K _{1a} l ₃ 0-2 | Общая | Средняя, м | | | | | | 23,6 | 23,6 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,596 | 0,596 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 6,6-62,3 | 6,6-62,3 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | 10,9 | 10,9 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,053 | 0,053 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 5,4-13,9 | 5,4-13,9 |
| | Нефте-насыщенная | Средняя, м | | | | | | 3,4 | 3,4 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,088 | 0,088 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 1,2-4,5 | 1,2-4,5 |
| K _{1a} l ₃ 0-3 | Общая | Средняя, м | | | | | | 29,7 | 29,7 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,169 | 0,169 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 18,5-69,5 | 18,5-69,5 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | 19,3 | 19,3 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,028 | 0,028 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 12,8-25,1 | 12,8-25,1 |
| | Нефте-насыщенная | Средняя, м | | | | | | 7,7 | 7,7 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,111 | 0,111 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 1,4-13,7 | 1,4-13,7 |

Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---------------------------------------|----------------------|------------------------|---|---|---|---|----------|-----------|-----------|
| K _{1a} l ₃ 1-1 | Общая | Средняя, м | | | | | 10,8 | 16,0 | 12,4 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,617 | 0,227 | 0,473 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 0,5-40,7 | 10,1-40,0 | 0,5-40,7 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | 5,6 | 9,5 | 6,8 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,338 | 0,055 | 0,261 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 0,5-12,0 | 3,9-13,8 | 0,5-13,8 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | 5,4 | 5,3 | 5,3 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,348 | 0,180 | 0,296 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 0,5-12,0 | 2,2-8,9 | 0,5-12,0 |
| K _{1a} l ₃ 1-2 | Общая | Средняя, м | | | | | 4,0 | 9,7* | 4,6 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,482 | - | 0,473 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 0,5-11,1 | - | 0,5-11,1 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | 2,6 | 6,5* | 3,0 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,196 | - | 0,282 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 0,5-4,3 | - | 0,5-6,5 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | 2,6 | 3,2* | 2,7 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,196 | - | 0,172 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 0,5-4,3 | - | 0,5-4,3 |
| K _{1a} l ₃ 1-3 | Общая | Средняя, м | | | | | | 24,9 | 24,9 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,106 | 0,106 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 10,5-60,6 | 10,5-60,6 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | 25,3 | 25,3 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,101 | 0,101 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 8,9-39,3 | 8,9-39,3 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | | 5,2 | 5,2 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,368 | 0,368 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 0,6-16,3 | 0,6-16,3 |
| K _{1a} l ₃ 1-4 | Общая | Средняя, м | | | | | | 84,5 | 84,5 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,143 | 0,143 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 15-108,1 | 15-108,1 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | 60,9 | 60,9 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,172 | 0,172 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 13,7-89,0 | 13,7-89,0 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | | 5,8 | 5,8 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,323 | 0,323 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 1,8-15,2 | 1,8-15,2 |

Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------------------|----------------------|------------------------|---------|----------|---|---|----------|------|-----------|
| K _{1a1} 3-3 | Общая | Средняя, м | | | | | 2,5 | - | 2,5 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,147 | - | 0,147 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 1,3-4,0 | - | 1,3-4,0 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | 2,1 | - | 2,1 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,060 | - | 0,060 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 1,3-2,8 | - | 1,3-2,8 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | 2,1 | - | 2,1 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,060 | - | 0,060 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 1,3-2,8 | - | 1,3-2,8 |
| K _{1a} | Общая | Средняя, м | 4,8 | 7,0 | | | 4,7 | 8,7* | 4,8 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | 0,140 | 0,413 | | | 0,505 | - | 0,413 |
| | | Интервал изменения, м | 2,9-9,1 | 2,5-11,5 | | | 1,1-19,0 | - | 1,1-19,0 |
| | Эффективная | Средняя, м | 3,8 | 2,7 | | | 4,0 | 8,7* | 4,1 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | 0,053 | 0,052 | | | 0,228 | - | 0,212 |
| | | Интервал изменения, м | 2,7-5,6 | 2,1-3,3 | | | 1,1-8,1 | - | 1,1-8,7 |
| | Газо- насыщенная | Средняя, м | 3,8 | 0,4 | | | | | 3,8 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | 0,053 | 0,031 | | | | | 0,053 |
| | | Интервал изменения, м | 2,7-5,6 | 0,4-5,6 | | | | | 2,7-5,6 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | 2,3 | | | 4,0 | 5,8* | 4,1 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | 0,092 | | | 0,228 | - | 0,220 |
| | | Интервал изменения, м | | 1,6-3,0 | | | 1,1-8,1 | - | 1,1-8,1 |
| K _{1nc} 1-A | Общая | Средняя, м | | | | | 5,0 | | 5,0 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,564 | | 0,564 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 0,7-23,6 | | 0,7-23,6 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | 3,9 | | 3,9 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,250 | | 0,250 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 0,19-9,5 | | 0,19-9,5 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | 3,9 | | 3,9 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,250 | | 0,250 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 0,2-9,5 | | 0,2-9,5 |
| K _{1nc} 1-B | Общая | Средняя, м | 3,8 | 10,0 | | | 6,0 | | 7,3 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | 0,360 | 0,086 | | | 0,278 | | 0,348 |
| | | Интервал изменения, м | 1,5-6,0 | 7,8-19,7 | | | 0,5-10,7 | | 0,5-19,7 |
| | Эффективная | Средняя, м | 3,7 | 9,5 | | | 5,1 | | 6,1 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | 0,347 | 0,051 | | | 0,258 | | 0,271 |
| | | Интервал изменения, м | 1,5-5,8 | 7,0-13,6 | | | 0,5-9,9 | | 0,15-13,6 |

Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------------------|----------------------|------------------------|---------|----------|---|---|----------|------|-----------|
| K _{1a1} 3-3 | Общая | Средняя, м | | | | | 2,5 | - | 2,5 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,147 | - | 0,147 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 1,3-4,0 | - | 1,3-4,0 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | 2,1 | - | 2,1 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,060 | - | 0,060 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 1,3-2,8 | - | 1,3-2,8 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | 2,1 | - | 2,1 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,060 | - | 0,060 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 1,3-2,8 | - | 1,3-2,8 |
| K _{1a} | Общая | Средняя, м | 4,8 | 7,0 | | | 4,7 | 8,7* | 4,8 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | 0,140 | 0,413 | | | 0,505 | - | 0,413 |
| | | Интервал изменения, м | 2,9-9,1 | 2,5-11,5 | | | 1,1-19,0 | - | 1,1-19,0 |
| | Эффективная | Средняя, м | 3,8 | 2,7 | | | 4,0 | 8,7* | 4,1 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | 0,053 | 0,052 | | | 0,228 | - | 0,212 |
| | | Интервал изменения, м | 2,7-5,6 | 2,1-3,3 | | | 1,1-8,1 | - | 1,1-8,7 |
| | Газо- насыщенная | Средняя, м | 3,8 | 0,4 | | | | | 3,8 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | 0,053 | 0,031 | | | | | 0,053 |
| | | Интервал изменения, м | 2,7-5,6 | 0,4-5,6 | | | | | 2,7-5,6 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | 2,3 | | | 4,0 | 5,8* | 4,1 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | 0,092 | | | 0,228 | - | 0,220 |
| | | Интервал изменения, м | | 1,6-3,0 | | | 1,1-8,1 | - | 1,1-8,1 |
| K _{1nc} 1-A | Общая | Средняя, м | | | | | 5,0 | | 5,0 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,564 | | 0,564 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 0,7-23,6 | | 0,7-23,6 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | 3,9 | | 3,9 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,250 | | 0,250 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 0,19-9,5 | | 0,19-9,5 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | 3,9 | | 3,9 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,250 | | 0,250 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 0,2-9,5 | | 0,2-9,5 |
| K _{1nc} 1-B | Общая | Средняя, м | 3,8 | 10,0 | | | 6,0 | | 7,3 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | 0,360 | 0,086 | | | 0,278 | | 0,348 |
| | | Интервал изменения, м | 1,5-6,0 | 7,8-19,7 | | | 0,5-10,7 | | 0,5-19,7 |
| | Эффективная | Средняя, м | 3,7 | 9,5 | | | 5,1 | | 6,1 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | 0,347 | 0,051 | | | 0,258 | | 0,271 |
| | | Интервал изменения, м | 1,5-5,8 | 7,0-13,6 | | | 0,5-9,9 | | 0,15-13,6 |

Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | |
|--------------------------|----------------------|------------------------|---|---|---|---|----------|-----------|-----------|-----------|
| K _{1a13} 0-3 | Общая | Средняя, м | | | | | | 16,9 | 16,9 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,000 | 0,000 | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 16,9-16,9 | 16,9-16,9 | |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | | 11,9 | 11,9 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | | 0,00016 | 0,00016 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | | 11,7-12,0 | 11,7-12,0 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | | | 4,7 | 4,7 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | | 0,194 | 0,194 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | | 2,6-6,7 | 2,6-6,7 |
| K _{1a13} 1-3 | Общая | Средняя, м | | | | | | 26,5 | 26,5 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,019 | 0,019 | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 20,3-29,3 | 20,3-29,3 | |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | | 22,5 | 22,5 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | | 0,053 | 0,053 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | | 13,6-26,2 | 13,6-26,2 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | | | 3,5 | 3,5 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | | 0,117 | 0,117 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | | 1,8-4,8 | 1,8-4,8 |
| K _{1a11} 3-3 | Общая | Средняя, м | | | | | 4,9 | 4,7 | 4,8 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,014 | 0,011 | 0,014 | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 4,1-6,0 | 3,9-5,2 | 3,9-6,0 | |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | 4,7 | 4,4 | 4,6 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,021 | 0,014 | 0,021 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 3,0-5,5 | 3,9-5,2 | 3,0-5,5 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | | 4,7 | 2,4 | 4,1 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,021 | 0,148 | 0,098 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 3,0-5,5 | 1,3-3,7 | 1,3-5,5 |
| K _{1a} | Общая | Средняя, м | | | | | 12,3 | 13,1 | 12,5 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,021 | 0,012 | 0,019 | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 9,7-17,0 | 11,0-15,2 | 9,7-17,0 | |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | 11,0 | 10,9 | 11,0 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,018 | 0,018 | 0,018 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 9,7-14,6 | 8,5-12,4 | 8,2-14,6 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | | 11,0 | 6,1 | 9,6 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,018 | 0,121 | 0,085 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 9,7-14,6 | 3,9-9,1 | 4,1-14,6 |

Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | |
|-----------------------|------------------|------------------------|---|----------|-----------|---|---------|-------------|-------------|---------|
| K _{1nc} 1-A | Общая | Средняя, м | | | | | 2,3 | | 2,3 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,189 | | 0,189 | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 1,3-3,3 | | 1,3-3,3 | |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | 1,8 | | 1,8 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,077 | | 0,077 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 1,3-2,3 | | 1,3-2,3 |
| | Нефте-насыщенная | Средняя, м | | | | | | 1,8 | | 1,8 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,077 | | 0,077 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 1,3-2,3 | | 1,3-2,3 |
| K _{1nc} 6 | Общая | Средняя, м | | | | | | 201,2 | 201,2 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,013 | 0,013 | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 178,1-224,2 | 178,1-224,2 | |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | 44,0 | 44,0 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,025 | 0,025 | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 37,1-50,9 | 37,1-50,9 | |
| | Нефте-насыщенная | Средняя, м | | | | | | 3,3 | 3,3 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,053 | 0,053 | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 2,5-4,0 | 2,5-4,0 | |
| Западный блок | | | | | | | | | | |
| K _{1a13} 0-1 | Общая | Средняя, м | | | | | | 21,3 | 21,3 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,011 | 0,011 | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 19,4-25,2 | 19,4-25,2 | |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | 18,7 | 18,7 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,102 | 0,102 | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 5,2-24,6 | 5,2-24,6 | |
| | Нефте-насыщенная | Средняя, м | | | | | | 2,6 | 2,6 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,046 | 0,046 | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 1,9-3,6 | 1,9-3,6 | |
| K _{1a13} 1-1 | Общая | Средняя, м | | 12,4 | 16,6 | | | 15,91 | 15,7 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | 0,041 | 0,006 | | | 0,147 | 0,067 | |
| | | Интервал изменения, м | | 9,8-16,3 | 14,6-19,2 | | | 9,6-30,3 | 9,6-30,3 | |
| | Эффективная | Средняя, м | | 9,1 | 11,9 | | | 12,0 | 11,5 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | 0,150 | 0,023 | | | 0,077 | 0,065 | |
| | | Интервал изменения, м | | 5,1-14,6 | 9,1-14,6 | | | 6,3-16,9 | 5,1-16,9 | |

Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---------------------------------------|----------------------|------------------------|---------|----------|----------|---|---|-----------|-----------|
| K _{1a} l ₃ 1-1 | Газо- насыщенная | Средняя, м | | 2,8 | 1,9 | | | | 2,2 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | 0,280 | 0,309 | | | | 0,334 |
| | | Интервал изменения, м | | 0,8-4,96 | 0,8-4,3 | | | | 0,8-4,96 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | 5,3 | 6,1 | | | 5,6 | 5,8 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | 0,267 | 0,041 | | | 0,420 | 0,194 |
| | | Интервал изменения, м | | 2,3-9,8 | 3,8-8,1 | | | 1,6-13,5 | 1,6-13,5 |
| K _{1a} l ₃ 1-2 | Общая | Средняя, м | 5,7 | 7,6 | 10,4 | | | 4,1 | 7,3 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | 0,208 | 0,036 | 0,135 | | | 0,047 | 0,226 |
| | | Интервал изменения, м | 2,6-8,4 | 5-9,1 | 6,3-18,3 | | | 2,9-5,0 | 2,5-18,3 |
| | Эффективная | Средняя, м | 5,2 | 6,7 | 8,1 | | | 4,1 | 6,2 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | 0,169 | 0,038 | 0,020 | | | 0,047 | 0,115 |
| | | Интервал изменения, м | 2,6-7,7 | 5,0-8,5 | 6,3-10,2 | | | 2,9-5,0 | 2,5-10,2 |
| | Газо- насыщенная | Средняя, м | 5,2 | 4,8 | 3,2 | | | | 4,2 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | 0,169 | 0,080 | 0,178 | | | | 0,178 |
| | | Интервал изменения, м | 2,6-7,7 | 3,1-7,1 | 1,1-5,06 | | | | 1,1-7,7 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | 1,9 | 1,7 | | | 2,0 | 1,8 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | 0,211 | 0,047 | | | 0,028 | 0,121 |
| | | Интервал изменения, м | | 1,1-3,2 | 1,4-2,5 | | | 1,6-2,4 | 1,1-3,2 |
| K _{1a} l ₃ 1-3 | Общая | Средняя, м | | | | | | 17,3 | 17,3 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,020 | 0,02 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 13,1-23,1 | 13,1-23,1 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | 15,8 | 15,8 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,018 | 0,018 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 12,6-19,7 | 12,6-19,7 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | | 3,7 | 3,7 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,149 | 0,149 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 1,0-5,8 | 1,0-5,8 |
| K _{1a} l ₂ 2-1 | Общая | Средняя, м | | | | | | 33,0 | 33,0 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,027 | 0,027 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 16,9-46,5 | 16,9-46,5 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | 22,8 | 22,8 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,036 | 0,036 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 10,6-30,7 | 10,6-30,7 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | | 8,6 | 8,6 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,078 | 0,078 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 2,7-12,4 | 2,7-12,4 |

Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | |
|-------------------------|----------------------|------------------------|---------|---|----------|-------|-----------|----------|-----------|-----------|
| K _{1a2} 2-2 | Общая | Средняя, м | 3,1 | | 6,5 | | | | 3,6 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | 0,306 | | 0,009 | | | | 0,314 | |
| | | Интервал изменения, м | 0,7-5,9 | | 5,9-7,1 | | | | 0,7-7,1 | |
| | Эффективная | Средняя, м | 2,5 | | 4,2 | | | | 2,7 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | 0,320 | | 0,033 | | | | 0,290 | |
| | | Интервал изменения, м | 0,7-4,9 | | 3,47-5,0 | | | | 0,7-5,0 | |
| | Газо- насыщенная | Средняя, м | 2,5 | | 2,6 | | | | 2,5 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | 0,322 | | 0,471 | | | | 0,345 | |
| | | Интервал изменения, м | 0,7-4,9 | | 0,8-4,3 | | | | 0,7-4,9 | |
| K _{1a2} 2-3 | Общая | Средняя, м | | | | | 10,1 | 13,8 | 10,9 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,142 | 0,114 | 0,153 | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 1,1-14,5 | 9,4-20,2 | 1,1-20,2 | |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | 6,4 | 8,4 | 6,8 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,26 | 0,092 | 0,226 | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 1,1-12,4 | 5,3-11,5 | 1,1-12,4 | |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | 6,4 | 5,2 | 6,2 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,26 | 0,092 | 0,243 | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 1,1-12,4 | 3,1-6,9 | 1,1-12,4 | |
| K _{1a2} 3-3 | Общая | Средняя, м | | | | | | 14,4 | 14,4 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,125 | 0,125 | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 7,3-23,5 | 7,3-23,5 | |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | | 10,7 | 10,7 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | | 0,161 | 0,161 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | | 4,8-20,0 | 4,8-20,0 |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | | | 4,6 | 4,6 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | | 0,294 | 0,294 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | | 1,2-10,4 | 1,2-10,4 |
| K _{1a} | Общая | Средняя, м | | | | 14,3 | | 12,9 | 13,8 | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | 0,007 | | 0,002 | 0,008 | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 11,9-16,1 | | 11,9-13,5 | 11,9-16,1 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | 10,5 | | 7,9 | 9,6 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,016 | | 0,027 | 0,035 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 9,3-13,4 | | 6,0-9,7 | 6,0-13,4 |
| | Газо- насыщенная | Средняя, м | | | | | 5,8 | | | 5,8 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,075 | | | 0,087 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 3,7-8,5 | | | 3,7-8,5 |

Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------------------|------------------|------------------------|---|---|---|---|---------|-----------|----------|
| K _{1a} | Нефте-насыщенная | Средняя, м | | | | | | 3,0 | 3,6 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,023 | 0,103 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 2,3-3,5 | 2,3-5,7 |
| K _{1nc} 1-А | Общая | Средняя, м | | | | | 6,1 | 14,7 | 11,0 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,091 | 0,03 | 0,192 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 3,9-8,4 | 11,8-18,6 | 3,9-18,6 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | 4,9 | 8,7 | 7,0 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,125 | 0,045 | 0,137 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 3,1-7,2 | 7,3-11,8 | 3,1-11,8 |
| | Нефте-насыщенная | Средняя, м | | | | | 4,9 | 4,2 | 4,5 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,125 | 0,141 | 0,14 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 3,1-7,2 | 2,0-6,26 | 2,0-7,2 |
| K _{1nc} 1-Б | Общая | Средняя, м | | | | | 4,6 | 4,4 | 4,5 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,108 | 0,25 | 0,142 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 2,1-6,6 | 2,2-6,6 | 2,1-6,6 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | 4,2 | 3,9 | 4,1 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,11 | 0,196 | 0,131 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 2,1-5,9 | 2,2-5,7 | 2,1-5,9 |
| | Нефте-насыщенная | Средняя, м | | | | | 4,2 | 2,5 | 3,8 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | 0,11 | 0,184 | 0,163 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | 2,1-5,9 | 1,4-3,5 | 1,4-5,9 |
| K _{1nc} 3-А | Общая | Средняя, м | | | | | | 7,6 | 7,6 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,02 | 0,02 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 6,5-9,5 | 6,5-9,5 |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | 7,0 | 7,0 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,03 | 0,03 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 5,6-8,9 | 5,6-8,9 |
| | Нефте-насыщенная | Средняя, м | | | | | | 5,3 | 5,3 |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | 0,05 | 0,05 |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | 4,0-7,0 | 4,0-7,0 |

Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | |
|----------------------|----------------------|------------------------|---|---|---|---|------|------|------|------|
| К _{ис} 5 | Общая | Средняя, м | | | | | 7,9* | | 7,9* | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | - | | - | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | - | | - |
| | Эффективная | Средняя, м | | | | | | 6,3* | | 6,3* |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | - | | - |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | - | | - |
| | Газо- насыщенная | Средняя, м | | | | | | | | |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | | | |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | | | |
| | Нефте- насыщенная | Средняя, м | | | | | | 5,6* | | 5,6* |
| | | Коэф. вариации, д. ед. | | | | | | - | | - |
| | | Интервал изменения, м | | | | | | - | | - |

Примечание: * - значение по одной скважине

Таблица 2.2.2– Месторождение Морское. Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов

| Горизонт | Количество скважин, используемых для определения | Коэффициент песчаности, доли ед. | | | Коэффициент расчлененности, д.ед. | | | Коэф. распростра- нения, д.ед. |
|-----------------------|--|----------------------------------|-------------------|-----------------------|-----------------------------------|-------------------|-----------------------|--------------------------------------|
| | | Среднее значение | Коэф. вариации | Интервал изменения | Среднее значение | Коэф. вариации | Интервал изменения | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Блок Огайское | | | | | | | | |
| K _{1al3} 0-1 | 59 | 0,72 | 0,082 | 0,27-1,0 | 4,0 | 0,164 | 2-10 | 0,98 |
| K _{1al3} 0-2 | 7 | 0,66 | 0,178 | 0,22-1,0 | 4,4 | 0,289 | 2-9 | 0,95 |
| K _{1al3} 0-3 | 48 | 0,71 | 0,073 | 0,24-1,0 | 5,5 | 0,191 | 2-13 | 0,99 |
| K _{1al3} 1-1 | 30 | 0,67 | 0,162 | 0,09-1,0 | 3,1 | 0,351 | 1-9 | 0,86 |
| K _{1al3} 1-2 | 10 | 0,80 | 0,111 | 0,14-1,0 | 1,8 | 0,296 | 1-4 | 0,59 |
| K _{1al3} 1-3 | 31 | 0,85 | 0,028 | 0,35-1,0 | 3,9 | 0,129 | 2-7 | 1,00 |
| K _{1al3} 1-4 | 22 | 0,73 | 0,036 | 0,42-0,96 | 12,5 | 0,158 | 4-24 | 0,96 |
| K _{1al1} 3-3 | 5 | 0,90 | 0,020 | 0,70-1,0 | 1,2 | 0,111 | 1-2 | 0,69 |
| K _{1a} | 39 | 0,92 | 0,029 | 0,37-1,0 | 1,4 | 0,230 | 1-3 | 0,88 |
| K _{1nc} 1-A | 34 | 0,88 | 0,099 | 0,22-1,0 | 1,8 | 0,454 | 1-6 | 0,76 |
| K _{1nc} 1-B | 28 | 0,88 | 0,023 | 0,56-1,0 | 2,1 | 0,198 | 1-4 | 0,70 |
| K _{1nc} 2 | 31 | 0,70 | 0,064 | 0,24-1,0 | 5,3 | 0,097 | 3-10 | 0,98 |
| K _{1nc} 3-A | 12 | 0,68 | 0,116 | 0,28-1,0 | 3,4 | 0,335 | 1-8 | 0,75 |
| Восточный блок | | | | | | | | |
| K _{1al3} 0-1 | 2 | 0,93 | 0,006 | 0,86-1,0 | 3,5 | 0,184 | 2-5 | 1,0 |
| K _{1al3} 0-3 | 2 | 0,70 | 0,0002 | 0,69-0,71 | 5,0 | 0,040 | 4-6 | 0,99 |
| K _{1al3} 1-3 | 4 | 0,83 | 0,015 | 0,67-0,94 | 4,3 | 0,038 | 3-5 | 1,0 |
| K _{1al1} 3-3 | 11 | 0,97 | 0,008 | 0,73-1,0 | 1,3 | 0,122 | 1-2 | 0,85 |
| K _{1a} | 17 | 0,88 | 0,013 | 0,67-1,0 | 3,0 | 0,235 | 1-6 | 1,0 |
| K _{1nc} 1-A | 2 | 0,85 | 0,032 | 0,70-1,0 | 2,0 | 0,250 | 1-3 | 0,65 |
| K _{1nc} б | 2 | 0,23 | 0,071 | 0,17-0,29 | 20,0 | 0,090 | 14-26 | 1,0 |
| Западный блок | | | | | | | | |
| K _{1al3} 0-1 | 7 | 0,88 | 0,084 | 0,26-1,0 | 3,1 | 0,186 | 2-6 | 1,0 |
| K _{1al3} 1-1 | 24 | 0,74 | 0,034 | 0,52-0,98 | 5,0 | 0,127 | 2-9 | 1,0 |
| K _{1al3} 1-2 | 21 | 0,91 | 0,020 | 0,56-1,0 | 2,9 | 0,167 | 1-6 | 1,0 |
| K _{1al3} 1-3 | 16 | 0,92 | 0,003 | 0,82-1,0 | 3,9 | 0,091 | 2-6 | 1,0 |
| K _{1al2} 2-1 | 22 | 0,69 | 0,015 | 0,51-0,82 | 7,6 | 0,057 | 5-12 | 1,0 |
| K _{1al2} 2-2 | 14 | 0,81 | 0,045 | 0,45-1,0 | 1,9 | 0,118 | 1-3 | 0,73 |
| K _{1al2} 2-3 | 15 | 0,64 | 0,082 | 0,31-1,0 | 4,3 | 0,553 | 1-15 | 0,82 |
| K _{1al1} 3-3 | 13 | 0,75 | 0,046 | 0,43-1,0 | 4,6 | 0,495 | 2-15 | 1,0 |

Продолжение таблицы 2.2.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|----------------------|----|-------|-------|-----------|------|-------|-----|------|
| K _{1a} | 11 | 0,69 | 0,016 | 0,50-0,83 | 3,8 | 0,060 | 2-5 | 1,0 |
| K _{1nc 1-A} | 7 | 0,68 | 0,030 | 0,48-0,86 | 3,7 | 0,160 | 2-6 | 0,86 |
| K _{1nc 1-B} | 8 | 0,92 | 0,005 | 0,82-1,0 | 1,9 | 0,102 | 1-3 | 0,98 |
| K _{1nc 3-A} | 4 | 0,92 | 0,013 | 0,75-1,0 | 1,8 | 0,061 | 1-2 | 0,98 |
| K _{1nc 5} | 1 | 0,80* | - | - | 3,0* | - | - | 0,72 |

Примечание: * - значение по одной скважине

Характеристика фильтрационно-ёмкостных свойств выполнена на основе данных, полученных на керне, отобранном в 49 скважинах, в том числе 3-х горизонтальных скважинах Огайского блока 80-Ог, 185-Ог и 1-ЮЗМ, керн которых анализировался после ПЗ-2019г., и интерпретации материалов ГИС по 151 пробуренным скважинам.

В целом по месторождению с отбором керна пройдено 1107,22 м, вынос составил 801,26 м (72,37 % от проходки), исследовано 2315 образцов, из них в новых скважинах отобрано 18,45 м, (97,88 % от проходки), изучено 59 образцов.

В интервале продуктивного разреза отобрано 753,21м с выносом 75,83 % от проходки с отбором, исследовано 2216 образцов, из них 55 образцов новых, представительных 1357 образцов, из них 41 образцов новых.

Освещенность отбором керна отдельных блоков (Восточный, Западный, Огайский) месторождения следующая: на Восточном блоке при проходке с отбором в 12 скважинах из 21 пробуренных, вынос составил 231,72 м (52,52 %), изучено 337 образцов, представительных 220 образцов. На Западном блоке отобрано 195,55 м (93,0 %) в 12 скважинах из 29 пробуренных, изучено 732 образца, представительных 512 образцов. На Огайском блоке отобрано 373,99 м (82,05 %) в 25 скважинах из 101 пробуренных, изучено 1258 образцов, 625 образцов представительные.

На керне выполнены стандартные исследования, включающие: определение пористости, газопроницаемости, минералогической и объёмной плотности, гранулометрического состава, карбонатности и специальные исследования: определение фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода», УЭС при 100%-ной и переменной водонасыщенности, капиллярное давление, коэффициент вытеснения нефти водой.

Для характеристики коллекторских свойств и коэффициента нефтенасыщенности по ГИС использованы результаты интерпретации, выполненные по всем 151 скважинам, в том числе 41 скважине, пробуренной после подсчета запасов (ПЗ-2019). Из новых скважин одна скважина 398-ЗМ наклонно-направленная, пробурена на Западном блоке, остальные скважины горизонтальные - на Огайском блоке. Из 40 скважин Огайского блока 30 скважин пробурены на альбский горизонт; скважины 64-1, 516-Н на апт; скважины 509-Н, 510-Н, 517-Н, 529-Н на неоком, и скважины 113-Н, 114-Н, 530-Н - на палеоген.

Продуктивные отложения в скважинах вскрывались долотами диаметром 215,9 мм, за исключением скважин №№12, 21, 20, где диаметр долота 311,2 мм и скважины №28 - 190,5 мм. В качестве промывочных жидкостей использовались растворы на водной основе, с различными полимерными добавками, с удельным весом 1,15-1,42 г/см³, вязкостью 28-76

сек, и с удельным электрическим сопротивлением $0,028 \div 0,25$ Омм при температуре пласта $29 - 51^\circ\text{C}$.

По результатам анализа параметры пробы пластовой воды, отобранной из сеноманского горизонта, следующие: плотность $1,087 \text{ г/см}^3$, минерализация 130 г/см^3 , сопротивление $0,082$ Омм при $T=20^\circ\text{C}$. Минерализация воды альбского горизонта на Западном блоке составляет в среднем 135 г/л , плотность $-1,095 \text{ г/см}^3$, УЭС – $0,075$ Омм; на Восточном и Огайском блоках минерализация до $157-165 \text{ г/л}$ и плотность до $1,118 \text{ г/см}^3$, УЭС - $0,046$ Омм при температуре в среднем 44°C . Минерализация воды из аптского и неокомского горизонтов на всех блоках близкая, среднее значение $178,7 \text{ г/л}$ при плотности $1,127 \text{ г/см}^3$, сопротивление пластовой воды $0,036$ Омм при температуре в среднем 47°C .

Коллекторами нижнемеловых отложений являются полимиктовые мелкозернистые песчаники и песчанистые алевролиты, иногда с незначительным содержанием среднезернистой фракции, реже с тонкими прослоями мелкообломочных гравелитов в неокоме. Песчаники характеризуются сходным минеральным составом с незначительными вариациями, например, в коллекторах апта и неокома наблюдается повышенное содержание карбонатного материала и меньшее содержание полевых шпатов относительно коллекторов альба. Глинистые минералы представлены каолинитом, хлоритом, иллитом; слюды, биотитом и мусковитом. Тип коллектора терригенный, поровый.

Комплекс применяемых на месторождении геофизических методов состоял из общих, выполняемых по всему стволу, и детальных - в интервале продуктивного разреза. Общие исследования включали: потенциал самопроизвольной поляризации (ПС); кавернометрии (ДС); радиоактивный каротаж - естественная радиоактивность (ГК) и нейтронный каротаж (нейтронный гамма-каротаж (НГК) преимущественно до 2000 г , после - компенсированный нейтрон-нейтронный каротаж с результирующей кривой водородосодержания (ННК, W)). Методы сопротивления обычно представлены кровельным и подошвенным 2-х метровыми градиент-зондами, фокусированными методами БК или ИК (одно или двух-зондовые установки). В интервале продуктивного разреза проводился комплекс детальных исследований, набор методов которого изменялся в соответствии с датой проведения работ и оснащённостью сервисных компаний, но в общем случае включал боковой и индукционный каротажи (преимущественно многозондовые установки); микробоковой каротаж (МБК), высокочастотный индукционный каротаж изометрического зондирования (ВИКИЗ), спектральный гамма-каротаж с регистрацией радиоактивных изотопов U, Th, K, гамма-гамма плотностной каротаж с регистрацией фотоэлектрического эффекта (ГГКп+ФЭФ); акустический каротаж (АК) и микрозондирование (градиент и потенциал микрозонды (МКЗ)).

Положение ствола скважины в пространстве контролировалось проведением инклинометрии приборами «Горизонт 90 К-6» и ИОН. По замерам инклинометрии с вертикальными стволами – 31 скважина, наклонно-направленными – 75, горизонтальными – 44.

Техническое состояние эксплуатационных колонн и качество их цементирования оценивалось по материалам акустической цементометрии (АКЦ).

Выделение пластов-коллекторов проводилось по прямым критериям, основанным на признаках проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт, и количественным параметрам (граничным значениям): объемной глинистости 34 % для всех залежей нижнего мела, пористости 16 % для альба и 14 % для залежей горизонтов апта и неокома; нефтенасыщенности 40 %; проницаемости – $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² для альба и $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² для апта и неокомских залежей.

Ниже приведена петрофизическая характеристика пород-коллекторов на базе исследования керн и материалов ГИС нижнего мела (альб, апт, неоком).

Горизонт K_{1al3} охарактеризован керном 12 скважин: шесть скважин на Западном блоке (скважины 56, 58, 59, 60, 81, 396) и шесть на Огайском (скважины 50, 51, 53, 170, 182, 185). Всего с отбором керн по горизонту пройдено 133,53 м, вынесено 115,13 м (86,2%), проанализирован 291 образец, представительные 232 образца. Основные запасы нефти связаны с Огайским и Западным блоком. Судя по анализам керн и результатам интерпретации ГИС, характеристика коллекторских свойств отложений обоих блоков близкая: на Огайском блоке по керну пористость в среднем составляет 0,32 д.ед. на Западном 0,31 д.ед., проницаемость соответственно $1703,0 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $1132,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². По материалам ГИС на Огайском блоке пористость нефтенасыщенных коллекторов в среднем равна 0,27 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности 0,66 д.ед, на Западном пористость 0,29 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности 0,64 д.ед.

Горизонт K_{1al2} охарактеризован керном из 9 скважин Западного блока, и одной скважины 21-ВМ на Восточном блоке. Всего с отбором керн по залежи пройдено 95,51 м, вынесено 91,89 м (96,2%), проанализировано 400 образцов, представительных 253. Средняя пористость по керну и ГИС равна 0,27 д.ед., проницаемость по керну $247,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициент нефтенасыщенности по ГИС 0,54 д.ед.

Горизонт K_{1al1} охарактеризован керном из 6 скважин: скв.33 на Огайском блоке, скважины 58, 67 на Западном, на Восточном (скважины 11, 12, 22). Всего с отбором керн по горизонту пройдено 83,94 м, вынесено 49,06 м (58,4 %), проанализировано 108 образцов. Представительными образцами (78 образцов) освещены Западный и Восточный блоки, керн Огайского блока разрушился в процессе подготовки к исследованиям. Среднее значение

пористости по керну Западного и Восточного блоков - 0,29 д.ед, по ГИС -0,26 д.ед, среднее значение проницаемости по керну $552,7 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ и коэффициент нефтенасыщенности по ГИС 0,65 д.ед.

Горизонт K_{1a} охарактеризован керном из 24 скважин. Всего с отбором керна по горизонту пройдено 237,73 м, вынесено 197,35 м (83,0%), проанализировано 614 образцов, из них представительные 379, с дефектами 122 образца. Наиболее изучен Огайский блок, по которому керн отобран в 13 скважинах, изучено 364 образца. Среднее значение пористости по керну составляет 0,27 д.ед., по ГИС 0,261 д.ед, проницаемость по керну $323,6 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, коэффициент нефтенасыщенности по ГИС - 0,73 д.ед.

Горизонт K_{1bc} охарактеризован керном из 19 скважин. Всего с отбором керна по неокому пройдено 213,26 м, вынесено 208,62 м (97,8%), проанализирован 791 образец, в том числе представительных 419 образцов и с визуальными дефектами 188.

Наиболее изучен Огайский блок, на котором керн отобран в 13 скважинах, изучено 364 образца. Менее остальных изучен Восточный блок - 89 образцов керна, отобранных в одной скважине 21.

Среднее значение пористости по керну составляет 0,25 д.ед., по ГИС 0,244 д.ед., проницаемость по керну $187,8 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, коэффициент нефтенасыщенности по ГИС - 0,67 д.ед.

В таблице 2.2.1 приведена статистическая характеристика фильтрационно-ёмкостных свойств и коэффициента нефтегазонасыщенности объектов разработки по керну и материалам ГИС. В таблице 2.2.2 приведены ряды распределения проницаемости, определённой на керне и ГИС, где видно, что подавляющее число значений приходится на диапазон от 10 до $50 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$.

Таблица 2.2.1 – Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности по объектам разработки

| Метод определения | Наименование | Проницаемость, $\cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ | Пористость, д.ед. | Нефтегазонасыщенность, д.ед. |
|--|------------------------|---|-------------------|------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| I объект (Верхнеальбский продуктивный горизонт-K_{1a13}) | | | | |
| Блок Огайское | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | 6 | 6 | |
| | Количество определений | 80 | 80 | |
| | Среднее значение | 1760,2 | 0,36 | |
| | Интервал изменения | 2,8-6277,0 | 0,21-0,40 | |
| | Коэффициент вариации | 0,621 | 0,111 | |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 77 | 77 | 77 |
| | Количество определений | 868 | 868 | 868 |
| | Среднее значение | 158,8 | 0,27 | 0,67 |
| | Интервал изменения | 2,2-6638,4 | 0,16-0,41 | 0,40-0,92 |
| | Коэффициент вариации | 2,7 | 0,162 | 0,187 |

Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|------------------------|----------------|-----------|-----------|
| Блок Западный | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | 6 | 6 | |
| | Количество определений | 152 | 152 | |
| | Среднее значение | 1132,5 | 0,34 | |
| | Интервал изменения | 2,7-2719,0 | 0,19-0,40 | |
| | Коэффициент вариации | 0,796 | 0,144 | |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 26 | 26 | 26 |
| | Количество определений | 229 | 229 | 229 |
| | Среднее значение | 294,4 | 0,27 | 0,63 |
| | Интервал изменения | 2,37-4627,8 | 0,19-0,40 | 0,41-0,91 |
| | Коэффициент вариации | 2,498 | 0,177 | 0,147 |
| Блок Восточный | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | Не проводились | | |
| | Количество определений | | | |
| | Среднее значение | | | |
| | Интервал изменения | | | |
| | Коэффициент вариации | | | |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 3 | 3 | 3 |
| | Количество определений | 6 | 6 | 6 |
| | Среднее значение | 1502,3 | 0,36 | 0,66 |
| | Интервал изменения | 761,9-2249,1 | 0,35-0,38 | 0,58-0,79 |
| | Коэффициент вариации | 0,385 | 0,030 | 0,111 |
| I объект (в целом) | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | 12 | 12 | |
| | Количество определений | 232 | 232 | |
| | Среднее значение | 1348,9 | 0,35 | |
| | Интервал изменения | 2,7-6277,0 | 0,19-0,40 | |
| | Коэффициент вариации | 0,754 | 0,135 | |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 106 | 106 | 106 |
| | Количество определений | 1103 | 1103 | 1103 |
| | Среднее значение | 193,1 | 0,27 | 0,66 |
| | Интервал изменения | 193,1-6638,4 | 0,16-0,41 | 0,40-0,92 |
| | Коэффициент вариации | 2,778 | 0,167 | 0,187 |
| II объект (Среднеальбский продуктивный горизонт-K1a1) | | | | |
| Блок Западный | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | 9 | 9 | |
| | Количество определений | 227 | 227 | |
| | Среднее значение | 247,2 | 0,30 | |
| | Интервал изменения | 2,1-1672,8 | 0,18-0,41 | |
| | Коэффициент вариации | 1,224 | 0,150 | |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 18 | 18 | 18 |
| | Количество определений | 71 | 71 | 71 |
| | Среднее значение | 2,2,3 | 0,28 | 0,57 |
| | Интервал изменения | 2,4-2249,1 | 0,19-0,38 | 0,40-0,80 |
| | Коэффициент вариации | 2,074 | 0,151 | 0,178 |
| III объект (Нижнеальбский продуктивный горизонт-K1a1) | | | | |
| Блок Огайский | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | 1 | 1 | |
| | Количество определений | 1 | 1 | |
| | Среднее значение | 10,6 | 0,15 | |
| | Интервал изменения | - | - | |
| | Коэффициент вариации | - | - | |

Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|------------------------|--------------|-----------|-----------|
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 5 | 5 | 5 |
| | Количество определений | 6 | 6 | 6 |
| | Среднее значение | 123,3 | 0,27 | 0,61 |
| | Интервал изменения | 6,9-370,3 | 0,22-0,33 | 0,43-0,90 |
| | Коэффициент вариации | 1,137 | 0,153 | 0,281 |
| <i>Блок Западный</i> | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | 2 | 2 | |
| | Количество определений | 44 | 44 | |
| | Среднее значение | 121,6 | 0,26 | |
| | Интервал изменения | 2,1-774,0 | 0,17-0,33 | |
| | Коэффициент вариации | 1,504 | 0,154 | |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 13 | 13 | 13 |
| | Количество определений | 26 | 26 | 26 |
| | Среднее значение | 99,2 | 0,26 | 0,58 |
| | Интервал изменения | 2,4-531,2 | 0,19-0,34 | 0,18-0,81 |
| | Коэффициент вариации | 1,622 | 0,182 | 0,231 |
| <i>III объект (Нижнеальб+аптский продуктивные горизонты-К_{1a1}+К_{1a}) Блок Восточный</i> | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | 3 | 3 | |
| | Количество определений | 33 | 33 | |
| | Среднее значение | 1143,9 | 0,32 | |
| | Интервал изменения | 473,0-3191,0 | 0,30-0,34 | |
| | Коэффициент вариации | 0,514 | 0,021 | |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 10 | 10 | 10 |
| | Количество определений | 13 | 13 | 13 |
| | Среднее значение | 250,5 | 0,30 | 0,81 |
| | Интервал изменения | 761,9-3256,9 | 0,24-0,35 | 0,68-0,88 |
| | Коэффициент вариации | 250,5 | 0,100 | 0,072 |
| <i>III объект (в целом)</i> | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | 6 | 6 | |
| | Количество определений | 78 | 78 | |
| | Среднее значение | 552,7 | 0,29 | |
| | Интервал изменения | 2,1-3191 | 0,15-0,34 | |
| | Коэффициент вариации | 0,904 | 1,176 | |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 28 | 28 | 28 |
| | Количество определений | 45 | 45 | 45 |
| | Среднее значение | 146,1 | 0,27 | 0,65 |
| | Интервал изменения | 2,3-761,9 | 0,19-0,35 | 0,18-0,9 |
| | Коэффициент вариации | 1,342 | 0,172 | 0,247 |
| <i>IV (аптский+неокомский горизонт)</i> | | | | |
| <i>Блок Огайский</i> | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | 17 | 17 | |
| | Количество определений | 544 | 544 | |
| | Среднее значение | 112,8 | 0,25 | |
| | Интервал изменения | 0,5-2178,0 | 0,14-0,40 | |
| | Коэффициент вариации | 1,909 | 0,232 | |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 50 | 50 | 50 |
| | Количество определений | 420 | 420 | 420 |
| | Среднее значение | 98,9 | 0,23 | 0,69 |
| | Интервал изменения | 0,6-11420,2 | 0,14-0,39 | 0,40-0,92 |
| | Коэффициент вариации | 5,822 | 0,173 | 0,155 |
| <i>Блок Западный</i> | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | 6 | 6 | |
| | Количество определений | 19 | 19 | |
| | Среднее значение | 575,2 | 0,28 | |
| | Интервал изменения | 0,5-3207,0 | 0,14-0,40 | |
| | Коэффициент вариации | 1,441 | 0,231 | |

Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|------------------------------------|------------------------|-------------|-----------|-----------|
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 10 | 10 | 10 |
| | Количество определений | 38 | 38 | 38 |
| | Среднее значение | 232,0 | 0,26 | 0,58 |
| | Интервал изменения | 1,3-2378,9 | 0,16-0,35 | 0,4-0,79 |
| | Коэффициент вариации | 1,785 | 0,148 | 0,158 |
| <i>IV (в целом)</i> | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | 23 | 23 | |
| | Количество определений | 563 | 563 | |
| | Среднее значение | 178,3 | 0,25 | |
| | Интервал изменения | 0,5-3207,0 | 0,14-0,40 | |
| | Коэффициент вариации | 2,273 | 0,237 | |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 60 | 60 | 60 |
| | Количество определений | 458 | 458 | 458 |
| | Среднее значение | 110,0 | 0,23 | 0,68 |
| | Интервал изменения | 0,6-11420,2 | 0,14-0,39 | 0,40-0,92 |
| | Коэффициент вариации | 5,149 | 0,175 | 0,162 |

Таблица 2.2.2-Ряды распределения проницаемости залежей нижнего мела

| №№ п/п | Интервалы изменения, *10 ⁻³ мкм ² | Число случаев (по ГИС/керну) | | |
|---|---|------------------------------|----------|-----------|
| | | Огайский | Западный | Восточный |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| I объект (верхнеальбский горизонт) | | | | |
| 1 | 2-10 | 120/2 | 30/10 | -/- |
| 2 | 10-50 | 307/- | 79/6 | -/- |
| 3 | 50-100 | 139/- | 25/12 | -/- |
| 4 | 100-500 | 247/9 | 45/35 | -/- |
| 5 | 500-1000 | 32/9 | 10/10 | 1/- |
| 6 | 1000> | 23/60 | 21/79 | 4/- |
| II (среднеальбский горизонт) | | | | |
| 1 | 2-10 | - | 10/35 | - |
| 2 | 10-50 | - | 47/46 | - |
| 3 | 50-100 | - | 24/19 | - |
| 4 | 100-500 | - | 11/79 | - |
| 5 | 500-1000 | - | 6/38 | - |
| 6 | 1000> | - | 5/8 | - |
| III (нижнеальбский горизонт) | | | | |
| 1 | 2-10 | -/- | 5/11 | - |
| 2 | 10-50 | 5/1 | 6/16 | - |
| 3 | 50-100 | 1/- | 1/2 | - |
| 4 | 100-500 | -/- | 1/12 | - |
| 5 | 500-1000 | -/- | 2/3 | - |
| 6 | 1000> | -/- | -/- | - |
| III (нижнеальбский+аптский горизонт) | | | | |
| 1 | 0,5-2 | - | - | /- |
| 2 | 2-10 | - | - | 3/- |
| 3 | 10-50 | - | - | 11/4 |
| 4 | 50-100 | - | - | 7/6 |
| 5 | 100-500 | - | - | 20/45 |
| 6 | 500-1000 | - | - | 7/67 |
| 7 | 1000> | - | - | 9/43 |
| IV (аптский+неокомский горизонт) | | | | |
| 1 | 0,5-1 | 5/1 | -/9 | - |
| 2 | 1-10 | 23/7 | 7/8 | - |
| 3 | 10-50 | 37/15 | 17/10 | - |
| 4 | 50-100 | 10/12 | 2/16 | - |

Продолжение таблицы 2.2.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|----------|-------|-------|---|
| 5 | 100-500 | 13/23 | 20/22 | - |
| 6 | 500-1000 | -/- | 1/2 | - |
| 7 | 1000> | -/3 | 2/22 | - |

2.3 Состав и свойства нефти и воды

2.3.1 Свойства нефти в поверхностных условиях

Всего по состоянию на месторождении было отобрано и проанализировано 373 пробы из 58 скважин.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях Западного блока изучены по 51 пробе нефти (из них 11 проб отбраковано), отобранным из трех горизонтов K_{1a1} , K_{1a} , K_{1nc} . Наибольшим количеством дегазированных проб (205 исследований) освещен Восточный блок, из которых 16 проб были признаны некачественными, пробы были отобраны из горизонтов K_{1a1} , K_{1a} . Дегазированная нефть блока Огайское изучена по 121 пробе из четырех горизонтов P_g , K_{1a1} , K_{1a} , K_{1nc} , 24 пробы отбракованы.

Причины отбраковки проб – высокие значения плотности, кинематической вязкости, несоответствие температур вспышки и застывания.

Западный блок

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях Западного блока изучены по 40 кондиционным пробам, отобранным из залежей $K_{1a1z} 1$, $K_{1a1z} 2$, $K_{1a1z} 3$, K_{1a} , $K_{1nc} 3$, $K_{1nc} 5$, $K_{1nc} 6$, и совместно опробованных залежей $K_{1a} + K_{1nc} 1$.

Верхнеальбский горизонт. Пачка 1. Залежь $K_{1a1z} 1$. Свойства нефти описаны результатами исследований 16 кондиционных проб дегазированной нефти из скважин 19-3М, 57-3М, 59-3М, четыре пробы со скважин 63-3М, 348-3М, 342-3М и 401-3М отбракованы.

Дегазированная нефть битуминозная, плотность нефти в среднем по горизонту составляет 0,9644 г/см³. Кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 854,13 мм²/с, при 50 °С – 101,22 мм²/с. По содержанию общей серы, нефть высокосернистая (2,36 % масс.), по содержанию парафинов - малопарафинистая (1,27 % масс.), по содержанию асфальто-смолистых веществ - высокосмолистая (30,02 % масс.). Температура застывания в среднем по горизонту составляет минус 13 °С.

Температура начала кипения нефти по горизонту – плюс 223 °С, выход фракций, выкипающих до температуры 300 °С – 19 % об., бензиновые фракции в нефти отсутствуют.

Среднеальбский горизонт, пачка 2. Залежь K1a2 2. Всего отобрано 14 проб дегазированной нефти, из которых 1 проба со скважины 19-3М не учтена при осреднении параметров залежи.

По результатам исследований 13 проб дегазированной нефти из скважин 19-3М, 56-3М, 57-3М, 59-3М, 67-3М и 83-3М нефть характеризуется как битуминозная, плотность нефти в среднем по горизонту составляет $0,9403 \text{ г/см}^3$. Кинематическая вязкость при температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ составляет $199,64 \text{ мм}^2/\text{с}$, при $50 \text{ }^\circ\text{C}$ – $36,91 \text{ мм}^2/\text{с}$. По содержанию общей серы нефть высокосернистая (2,02 % масс), по содержанию парафинов - малопарафинистая (1,13 % масс), по содержанию смол-селикагелевых веществ - смолистая (22,09 % масс). Температура застывания в среднем по горизонту составляет минус $30 \text{ }^\circ\text{C}$. Температура начала кипения нефти по горизонту составляет плюс 210°C . Объемный выход фракций, выкипающих до температуры $300 \text{ }^\circ\text{C}$, составляет 14 % об.

Нижнеальбский горизонт, пачка 3. Залежь K1a1 3 описана результатами исследований 7 проб дегазированной нефти из скважин 19-3М, 59-3М, 81-3М, 362-3М.

Дегазированная нефть нижнеальбского горизонта битуминозная, плотность нефти в среднем по горизонту составляет $0,9513 \text{ г/см}^3$.

Кинематическая вязкость при температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ составляет $370,63 \text{ мм}^2/\text{с}$, при $50 \text{ }^\circ\text{C}$ – $53,60 \text{ мм}^2/\text{с}$. По содержанию общей серы, нефть высокосернистая (2,82 % масс), по содержанию парафинов - малопарафинистая (1,94 % масс), по содержанию смол-селикагелевых веществ - смолистая (20,49 % масс). Температура застывания в среднем по горизонту составляет минус $20 \text{ }^\circ\text{C}$. Температура начала кипения нефти по горизонту составляет плюс 187°C . Объемный выход фракций, выкипающих до температуры $300 \text{ }^\circ\text{C}$, составляет 21 % об.

Аптский горизонт. Залежь K1a. Физико-химические свойства дегазированной нефти изучены только по одной пробе, отобранной в 2014 году из скважины 59-3М.

Нефть битуминозная (плотность $0,9552 \text{ г/см}^3$), высоковязкая (при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ - $109,7 \text{ мм}^2/\text{с}$, при $50 \text{ }^\circ\text{C}$ - $23,27 \text{ мм}^2/\text{с}$), малопарафинистая (0,48 % масс), высокосмолистая (34,06 % масс), высокосернистая (2,61 % масс), застывающая при температуре минус $30 \text{ }^\circ\text{C}$ и с малым выходом светлых фракций (14 % об). Бензиновые фракции практически отсутствуют (1 % об.).

Третий неокомский горизонт. Залежь K1nc. Дегазированная нефть характеризуется по трем пробам со скважины 19-3М как битуминозная ($0,9566 \text{ г/см}^3$) с соответствующей ей кинематической вязкостью, при температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ – $366,13 \text{ мм}^2/\text{с}$, при $50 \text{ }^\circ\text{C}$ – $61,40 \text{ мм}^2/\text{с}$. По массовому содержанию общей серы, нефть высокосернистая (2,42 %), по содержанию

парафинов - парафинистая (2,2 %), по содержанию смолселикагелевых веществ - смолистая (24,5 %). Температура застывания нефти составляет минус 19 °С.

Температура начала кипения нефти составляет плюс 162 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, составляет 12 %, выход бензиновых фракций (до 200 °С) отсутствует.

Свойства дегазированной нефти *пятого и шестого неокомских горизонтов. Залежи K1nc 5 и K1nc 6* оценены по 1 пробе нефти из скважины 19-3М. Обе пробы признаны некондиционными по определению температуры вспышки в закрытом тигле.

Результаты исследований проб дегазированной нефти из скважин 396-3М (*K1a+K1nc 1-A*), отобранные в августе 2019 года и в ноябре 2021 года отбракованы.

В целом нефть Западного блока является битуминозной, высоковязкой, высокосернистой, малопарафинистой и парафинистой, смолистой.

Восточный блок

Свойства дегазированной нефти Восточного блока изучены по 206 пробам, отобранным из залежей: K1a₃ 0, K1a₃ 1, K1a₁ 3, K1a.

Верхнеальбский горизонт, пачка 0. Залежь K1a3 0. Свойства дегазированной нефти изучены по двум пробам нефти, отобранным из скважины 21 в 2013 году и одной пробе из скважины 35, отобранной в 2021 году.

Нефть характеризуется, как битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9719 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 1152,20 мм²/с, при 50 °С – 156,71 мм²/с. По массовому содержанию общей серы, нефть высокосернистая (2,99 %), по содержанию парафинов - малопарафинистая (0,7 %), по содержанию асфальто-смолистых веществ - смолистая (29,05 %). Температура застывания нефти составляет минус 11 °С.

Температура начала кипения нефти составляет плюс 212 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, не высок и в среднем составляет 15%, бензиновые фракции (до 200 °С) в нефти практически отсутствуют (1%).

Верхнеальбский горизонт, пачка 1. Залежь K1a3 1. Свойства дегазированной нефти изучены по четырем пробам нефти, отобранным из скважины 21 в 2013 году.

Нефть характеризуется, как битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9655 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 860,68 мм²/с, при 50 °С – 100,80 мм²/с.

Дегазированная нефть по средним параметрам – малопарафинистая (0,30 % масс), высокосернистая (2,69 % масс.). Содержание асфальто-смолистых веществ составило 36,33 % масс, нефть высокосмолистая. Температура застывания нефти в среднем составила минус 19 °С.

Температура начала кипения по горизонту высокая и составляет плюс 228 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, не высок и в среднем составляет 14 % об. Бензиновые фракции, выкипающие до температуры 200 °С, в нефти отсутствуют.

Нижнеальбский горизонт, пачка 3. Залежь K1a11 3. Свойства дегазированной нефти изучены по 35 пробам из 7 скважин: 1, 6, 11, 12, 21, 22, 23, из них 3 пробы из скважин 6, 12 и 21 отбракованы.

Нефть нижнеальбского горизонта характеризуется, как битуминозная и высоковязкая. Плотность нефти в среднем составляет 0,9456 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 308,67 мм²/с, при 50 °С – 55,62 мм²/с.

Дегазированная нефть по средним параметрам – парафинистая (2,3 % масс), высокосернистая (2,52 % масс.). Содержание асфальто-смолистых веществ составило 23,84 % масс, нефть высокосмолистая. Температура застывания нефти в среднем составила минус 23 °С.

Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 139 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, не высок и в среднем составляет 26 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С, составил 6 % об.

Из совместно опробованных нижнеальбского и аптского горизонтов *K1a11 3+K1a* отобрано 55 проб из 8 скважин (6, 10, 11, 12, 17, 21, 22, 23), одна проба отбракована (скв. 10).

Нефть характеризуется, как битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9476 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 299,17 мм²/с, при 50 °С – 54,58 мм²/с. Нефть - парафинистая (2,11 % масс), высокосернистая (2,69 % масс.). Содержание асфальто-смолистых веществ составило 23,44 % масс., нефть высокосмолистая. Температура застывания нефти в среднем составила минус 21 °С.

Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 158 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, не высок и в среднем составляет 28 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С, составил 7 % об.

Аптский горизонт. Залежь K1a. Физико-химические свойства дегазированной нефти аптского горизонта (K1a) изучены по 109 пробам, отобранным из 14 скважин (6, 6Д, 10, 11, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35).

При анализе свойств нефти были отбракованы некачественные результаты, не согласующиеся с другими результатами дегазированной нефти аптского горизонта со скважин 6 (3 пробы), 10 (1 проба), 13 (одна проба), 21 (4 пробы), 23 (2 пробы), 26 (1 проба).

Нефть характеризуется, как битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9477 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 367,46 мм²/с, при 50 °С – 59,66 мм²/с.

Дегазированная нефть по средним параметрам – парафинистая (1,73 % масс), высокосернистая (2,63 % масс.). Содержание асфальто-смолистых веществ составило 29,64 % масс, нефть высокосмолистая. Температура застывания нефти в среднем составила минус 21°С.

Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 144 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, невысок и в среднем составляет 24 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С, составил 7 % об.

Из совместно опробованных аптского и неокомского горизонтов *K1a+K1nc 1-B* отобрана одна проба нефти из скважины 10. Отбор пробы и лабораторные исследования были проведены по данному горизонту в 2014 году.

Нефть битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9452 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 213,6 мм²/с, при 50 °С – 26,3 мм²/с.

Дегазированная нефть малопарафинистая (1,3 % масс), высокосернистая (2,95 % масс.), высокосмолистая (24,6 % масс.).

Температура застывания нефти в среднем составила минус 24°С. Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 135 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, невысок и в среднем составляет 20 % об., выкипающих до температуры 200 °С - 6 % об.

Средние параметры дегазированной нефти, полученные по горизонтам Восточного блока, схожи и характеризуют нефть, как битуминозную, высоковязкую, малопарафинистую и парафинистую, высокосмолистую, застывающую при отрицательной температуре и с незначительным выходом светлых фракций. По содержанию общей серы нефть всех горизонтов относится к классу высокосернистой нефти.

Блок Огайское

Свойства и состав дегазированной нефти блока Огайское изучены по результатам исследований 109 проб нефти.

Верхнеальбский горизонт, пачка 0. Залежь K1a13 0. Всего отобрано 17 проб дегазированной нефти, из которых пять проб нефти из скважин 80-Ог (31.08.18 г.), 185-Ог (28.09.18 г., 30.09.18 г.) отбракованы. Свойства нефти охарактеризованы по результатам исследований 12 кондиционных проб нефти из скважин 501-Ог, 53-Ог, 50-Ог, 185-Ог, 55-Ог, 139-Ог.

Нефть битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9655 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 522,93 мм²/с, при 50 °С – 78,47 мм²/с.

Дегазированная нефть парафинистая (1,94 % масс), высокосернистая (2,69 % масс.), высокосмолистая (22,89 % масс.).

Характерна температура застывания нефти (минус 14 °С). Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 217 °С. Выход фракций, выкипающих до температуры 300 °С, в среднем составляет 21 % об. Бензиновые фракции, выкипающие до температуры 200 °С, определены только в одной скважине 139-Ог и составляют 3 % об.

Верхнеальбский горизонт, пачка 1. Залежь K1a13 1. Всего исследовано 13 поверхностных проб, однако, 8 проб из скважин 33-Ог (1 проба), 80-Ог (6 проб) и 187-Ог (1 проба) отбракованы.

Нефть битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9606 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 440,42 мм²/с, при 50 °С – 64,82 мм²/с.

По содержанию парафина, серы и смол дегазированная нефть характеризуется как парафинистая (3,08 % масс.), высокосернистая (2,54 % масс.), высокосмолистая (18,92 % масс.).

Температура застывания нефти – минус 15 °С. Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 224 °С. Выход фракций, выкипающих до температуры 300 °С, в среднем составляет 20 % об. Бензиновые фракции, выкипающие до температуры 200 °С, отсутствуют.

Нижнеальбский горизонт, пачка 3. Залежь K1a11 3. Дегазированная нефть изучена по 9 пробам из скважины 30-Ог.

Нефть битуминозная и вязкая. Плотность в среднем составляет 0,9226 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 74,66 мм²/с, при 50 °С – 17,70 мм²/с.

Дегазированная нефть малопарафинистая (1,85 % масс), высокосернистая (2,43 % масс.), смолистая (24,54 % масс.).

Температура застывания нефти – минус 23 °С. Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 120 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, в среднем составляет 34 % об., бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С – 11% об.

Нефть продуктивных горизонтов блока Огайское по своим свойствам и составу немного легче, чем нефть продуктивных горизонтов Восточного и Западного блоков. Нефть битуминозная и вязкая.

Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти продуктивных горизонтов

| Наименование | Пласт | | | | |
|--|---------------------------------|------|--------------------|------------------|-------|
| | Кол-во исследованных | | Диапазон изменения | Среднее значение | |
| | скв. | проб | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | |
| Западный блок | | | | | |
| Альбский горизонт | | | | | |
| Верхнеальбский горизонт. Пачка 1 | | | | | |
| Вязкость, мПа*с | 4 | 16 | 262,5-1295,0 | 854,13 | |
| при 20оС | | | | | |
| 30оС | 4 | 16 | 132,7-539,6 | 375,02 | |
| 40 оС | 4 | 16 | 74,0-256,8 | 119,68 | |
| 50 оС | 4 | 16 | 44,8-136,1 | 101,22 | |
| 60 оС | - | - | - | - | |
| 100 оС | - | - | - | - | |
| Температура застывания, оС | 4 | 16 | -23 | -13 | |
| Температура насыщения парафином, оС | 4 | 16 | - | - | |
| Температура вспышки в закрытом тигле, оС | 4 | 16 | 88-119 | 100 | |
| Температура вспышки в открытом тигле, оС | - | - | - | - | |
| Массовое содержание, % | Серы | 4 | 16 | 1,3-2,81 | 2,36 |
| | Смолсиликагелевых и асфальтенов | 4 | 16 | 19,76-47,22 | 30,02 |
| | Парафинов | 4 | 16 | 0,30-3,30 | 1,27 |
| Объемный выход фракций, % | н.к. 100оС | 4 | 16 | 196-250 | 223 |
| | до 250 оС | 4 | 15 | фев.13 | 5 |
| | до 300 оС | 4 | 16 | ноя.24 | 19 |
| Среднеальбский горизонт. Пачка 2 | | | | | |
| Вязкость, мПа*с | 6 | 14 | 82,8-246,2 | 199,64 | |
| при 20оС | | | | | |
| 30оС | 6 | 14 | 47,3-385,2 | 103,24 | |
| 40 оС | 6 | 14 | 29,3-191,5 | 58,9 | |
| 50 оС | 6 | 14 | 19,6-105,3 | 36,91 | |
| 60 оС | 6 | 14 | - | - | |
| 100 оС | 6 | 14 | - | - | |
| Температура застывания, оС | 6 | 14 | -34 | -30 | |
| Температура насыщения парафином, оС | 6 | 14 | - | - | |
| Температура вспышки в закрытом тигле, оС | 6 | 14 | 71-120 | 93 | |
| Температура вспышки в открытом тигле, оС | 6 | 14 | - | - | |
| Массовое содержание, % | Серы | 6 | 14 | 0,82-2,63 | 2,02 |
| | Смолсиликагелевых | 6 | 14 | 7,27-28,84 | 22,09 |
| | Асфальтенов | 6 | 14 | 2,77-6,70 | 5,04 |
| | Парафинов | 6 | 14 | 0,50-3,10 | 1,13 |

Продолжение таблицы 2.3.1

| 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|-------------------|---|----|--------------|--------|
| Объемный выход фракций, % | н.к. 100оС | 6 | 14 | 185-235 | 210 |
| | до 250 оС | 3 | 5 | 04.июн | 5 |
| | до 300 оС | 6 | 14 | мар.26 | 14 |
| Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 | | | | | |
| Вязкость, мПа*с | | 4 | 7 | 110,6-933,3 | 370,63 |
| при 20оС | | | | | |
| 30оС | | 4 | 7 | 60,3-414,6 | 172,46 |
| 40 оС | | 4 | 7 | 36,6-208,1 | 91,86 |
| 50 оС | | 4 | 7 | 24,0-115,3 | 53,6 |
| 60 оС | | 4 | 7 | - | - |
| 100 оС | | 4 | 7 | - | - |
| Температура застывания, оС | | 4 | 7 | -9 | -20 |
| Температура насыщения парафином, оС | | 4 | 7 | - | - |
| Температура вспышки в закрытом тигле, оС | | 4 | 7 | 19-85 | 65 |
| Температура вспышки в открытом тигле, оС | | 4 | 7 | - | - |
| Массовое содержание, % | Серы | 4 | 7 | 2,36-3,47 | 2,82 |
| | Смолсиликагелевых | 4 | 7 | 6,41-39,64 | 20,49 |
| | Асфальтенов | 4 | 7 | 2,61-9,36 | 4,47 |
| | Парафинов | 4 | 7 | 0,40-3,64 | 1,94 |
| Объемный выход фракций, % | н.к. 100оС | 4 | 7 | 133-210 | 187 |
| | до 250 оС | 2 | 2 | 13-16 | 15 |
| | до 300 оС | 4 | 7 | апр.32 | 21 |
| Аптский горизонт (К1а) | | | | | |
| Вязкость, мПа*с | | 1 | 1 | - | 109,7* |
| при 20оС | | | | | |
| 30оС | | 1 | 1 | - | 60,16* |
| 40 оС | | 1 | 1 | - | 36,1* |
| 50 оС | | 1 | 1 | - | 23,3* |
| 60 оС | | 1 | 1 | - | - |
| 100 оС | | 1 | 1 | - | - |
| Массовое содержание, % | Серы | 1 | 1 | - | 2,61* |
| | Смолсиликагелевых | 1 | 1 | - | 28,9* |
| | Асфальтенов | 1 | 1 | - | 5,16* |
| | Парафинов | 1 | 1 | - | 0,5* |
| Объемный выход фракций, % | н.к. 100оС | 1 | 1 | - | - |
| | до 250 оС | 1 | 1 | - | - |
| | до 300 оС | 1 | 1 | - | 12* |
| Третий неоконский горизонт К1пс3 | | | | | |
| Вязкость, мПа*с | | 1 | 3 | 178,86-475,6 | 366,13 |
| при 20оС | | | | | |
| 30оС | | 1 | 3 | 97,7-245,9 | 186,23 |
| 40 оС | | 1 | 3 | 58,0-130,8 | 101,33 |
| 50 оС | | 1 | 3 | 35,4-81,2 | 61,4 |
| 60 оС | | 1 | 3 | - | - |
| 100 оС | | 1 | 3 | - | - |
| Массовое содержание, % | Серы | 1 | 3 | 1,72-3,27 | 2,42 |
| | Смолсиликагелевых | 1 | 3 | 10,5-26,34 | 16,01 |
| | Асфальтенов | 1 | 3 | 4,33-7,71 | 5,89 |
| | Парафинов | 1 | 3 | 1,4-2,6 | 2,17 |
| Объемный выход фракций, % | н.к. 100оС | 1 | 3 | 150-185 | 162 |
| | до 250 оС | 1 | 3 | 01.июл | 4 |
| | до 300 оС | 1 | 3 | июн.19 | 12 |

Продолжение таблицы 2.3.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---------------------------------|----|----|---------------|
| Восточный блок | | | | |
| Альбский горизонт K1a1 | | | | |
| Верхнеальбский горизонт. Пачка 0 (K1a13 0) | | | | |
| Вязкость, мПа*с | | | | |
| при 20оС | | 2 | 3 | 1059,0-1200,9 |
| 30оС | | 2 | 3 | 451,5-881,4 |
| 40 оС | | 2 | 3 | 218,4-362,9 |
| 50 оС | | 2 | 3 | 117,6-192,2 |
| 60 оС | | 2 | 3 | - |
| 100 оС | | 2 | 3 | - |
| Массовое содержание, % | Серы | 2 | 3 | 2,47-3,45 |
| | Смолсиликагелевых | 2 | 3 | 13,7-33,4 |
| | Асфальтенов | 2 | 3 | 4,25-6,7 |
| | Парафинов | 2 | 3 | 0,3-1,07 |
| Объемный выход фракций, % | н.к. 100оС | 2 | 3 | 192-235 |
| | до 250 оС | 2 | 3 | 1-6,5 |
| | до 300 оС | 2 | 3 | 15-16 |
| Верхнеальбский горизонт. Пачка 1 (K1a13 1) | | | | |
| Вязкость, мПа*с | | | | |
| при 20оС | | 1 | 4 | 607,7-1033 |
| 30оС | | 1 | 4 | 279,3-444,5 |
| 40 оС | | 1 | 4 | 143,9-209,8 |
| 50 оС | | 1 | 4 | 81,6-116,6 |
| 60 оС | | 1 | 4 | - |
| 100 оС | | 1 | 4 | - |
| Массовое содержание, % | Серы | 1 | 4 | 2,54-2,86 |
| | Смолсиликагелевых | 1 | 4 | 30,91-34,11 |
| | Асфальтенов | 1 | 4 | 3,14-5,08 |
| | Парафинов | 1 | 4 | 0,3-0,3 |
| Объемный выход фракций, % | н.к. 100оС | 1 | 4 | 220-235 |
| | до 250 оС | 1 | 4 | 01.мар |
| | до 300 оС | 1 | 4 | дек.16 |
| Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 (K1a11 3) | | | | |
| Вязкость, мПа*с | | | | |
| при 20оС | | 6 | 27 | 151,8-442,4 |
| 30оС | | 6 | 22 | 85,0-208,7 |
| 40 оС | | 6 | 27 | 35,2-111,2 |
| 50 оС | | 6 | 27 | 32,1-70,3 |
| 60 оС | | - | - | - |
| 100 оС | | - | - | - |
| Массовое содержание, % | Серы | 6 | 27 | 0,99-3,23 |
| | Смолсиликагелевых и асфальтенов | 6 | 27 | 8,4-46,57 |
| | Парафинов | 6 | 27 | 0,3-3,7 |
| Объемный выход фракций, % | н.к. 100оС | 6 | 27 | 85-200 |
| | до 250 оС | 6 | 23 | июл.22 |
| | до 300 оС | 6 | 27 | 17-41 |
| Аптский горизонт (K1a) | | | | |
| Вязкость, мПа*с | | | | |
| при 20оС | | 12 | 88 | 119,0-1255,0 |
| 30оС | | 12 | 82 | 69,0-512,7 |
| 40 оС | | 12 | 86 | 37,0-214,9 |
| 50 оС | | 12 | 88 | 26,6-105,2 |
| 60 оС | | - | - | - |
| 100 оС | | - | - | - |

Продолжение таблицы 2.3.1

| 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---------------------------------|----|----|---------------|--------|
| Массовое содержание, % | Серы | 12 | 85 | 0,72-3,48 | 2,63 |
| | Смолсиликагелевых и асфальтенов | 12 | 87 | 15,89-52,76 | 29,64 |
| | Парафинов | 12 | 86 | 0,8-4,9 | 1,73 |
| Объемный выход фракций, % | н.к. 100оС | 12 | 82 | 80-218 | 145 |
| | до 250 оС | 12 | 82 | фев.24 | 12 |
| | до 300 оС | 12 | 85 | 16-35 | 24 |
| Блок Огайское | | | | | |
| Верхнеальбский горизонт. Пачка 0 | | | | | |
| Вязкость, мПа*с | | 4 | 12 | 349,27-736,02 | 522,93 |
| при 20оС | | | | | |
| 30оС | | | | | |
| 40 оС | | | | | |
| 50 оС | | | | | |
| 60 оС | | | | | |
| 100 оС | | | | | |
| Массовое содержание, % | Серы | 4 | 12 | 2,43-2,94 | 2,69 |
| | Смолсиликагелевых | 4 | 12 | 10,6-26,73 | 18,76 |
| | Асфальтены | 4 | 12 | 2,2-6,75 | 4,13 |
| | Парафинов | 4 | 12 | 0,20-3,93 | 1,94 |
| Объемный выход фракций, % | н.к. 100оС | 4 | 12 | 178-248 | 217 |
| | до 250 оС | 4 | 12 | 1,0-8,5 | 5 |
| | до 300 оС | 4 | 12 | 14-26 | 21 |
| Верхнеальбский горизонт. Пачка 1 | | | | | |
| Вязкость, мПа*с | | 3 | 5 | 323,6-694,7 | 440,42 |
| при 20оС | | | | | |
| 30оС | | | | | |
| 40 оС | | | | | |
| 50 оС | | | | | |
| 60 оС | | | | | |
| 100 оС | | | | | |
| Массовое содержание, % | Серы | 3 | 5 | 2,48-2,63 | 2,54 |
| | Смолсиликагелевых | 3 | 5 | 10,79-33,01 | 15,05 |
| | Асфальтены | 3 | 5 | 2,89-5,87 | 3,87 |
| | Парафинов | 3 | 5 | 0,5-4,72 | 3,08 |
| Объемный выход фракций, % | н.к. 100оС | 3 | 5 | 225-243 | 224 |
| | до 250 оС | 3 | 5 | 3-6,5 | 5 |
| | до 300 оС | 3 | 5 | 16-23 | 20 |
| Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 | | | | | |
| Вязкость, мПа*с | | 1 | 9 | 40,7-176,8 | 74,66 |
| при 20оС | | | | | |
| 30оС | | | | | |
| 40 оС | | | | | |
| 50 оС | | | | | |
| 60 оС | | | | | |
| 100 оС | | | | | |
| Массовое содержание, % | Серы | 1 | 9 | 2,31-2,63 | 2,43 |
| | Смолсиликагелевых | 1 | 9 | 2,43-3,41 | 16,1 |
| | Асфальтены | 1 | 9 | 4,18-7,38 | 4,91 |
| | Парафинов | 1 | 9 | 0,4-5,6 | 1,85 |
| Объемный выход фракций, % | н.к. 100оС | 1 | 9 | 90-160 | 120 |
| | до 250 оС | 1 | 9 | сен.29 | 20 |
| | до 300 оС | 1 | 9 | 20-42 | 34 |

Продолжение таблицы 2.3.1

| 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|-------------------|---|----|-------------|-------|
| Аптский горизонт | | | | | |
| Вязкость, мПа*с | | 7 | 30 | 13,3-336,6 | 46,81 |
| при 20оС | | | | | |
| 30оС | | 7 | 1 | 18,41-18,41 | 18,41 |
| 40 оС | | 7 | 1 | 12,77-12,77 | 12,77 |
| 50 оС | | 7 | 30 | 7,3-55 | 13,7 |
| 60 оС | | - | - | - | - |
| 100 оС | | - | - | - | - |
| Массовое содержание, % | Серы | 7 | 31 | 0,52-2,6 | 2,09 |
| | Смолсиликагелевых | 7 | 31 | 5,47-33,46 | 17,42 |
| | Асфальтены | 7 | 31 | 1,03-7,49 | 4,29 |
| | Парафинов | 7 | 31 | 0,2-5,8 | 2 |
| Объемный выход фракций, % | н.к. 100оС | 7 | 29 | 73-210 | 94 |
| | до 250 оС | 7 | 28 | апр.33 | 26 |
| | до 300 оС | 7 | 28 | 14-47 | 40 |
| Первый неокомский горизонт К1nc1 | | | | | |
| Вязкость, мПа*с | | 6 | 16 | 13,8-42,0 | 26,86 |
| при 20оС | | | | | |
| 30оС | | 6 | 1 | 21,58-21,58 | 21,58 |
| 40 оС | | 6 | 1 | 16,06-16,06 | 16,06 |
| 50 оС | | 6 | 15 | 5,5-11,16 | 8,53 |
| 60 оС | | - | - | - | - |
| 100 оС | | - | - | - | - |
| Массовое содержание, % | Серы | 6 | 17 | 1,81-2,44 | 2,2 |
| | Смолсиликагелевых | 6 | 16 | 6,88-27,16 | 18,02 |
| | Асфальтены | 6 | 17 | 1,39-7,4 | 3,76 |
| | Парафинов | 6 | 16 | 0,4-3,8 | 1,3 |
| Объемный выход фракций, % | н.к. 100оС | 6 | 16 | 65-103 | 87 |
| | до 250 оС | 6 | 16 | 19-35 | 27 |
| | до 300 оС | 6 | 16 | 31-50 | 39 |
| Второй неокомский горизонт К1nc2 | | | | | |
| Вязкость, мПа*с | | 8 | 20 | 55,0-213,5 | 93,35 |
| при 20оС | | | | | |
| 30оС | | 8 | 4 | 37,23-72,55 | 27,14 |
| 40 оС | | 8 | 4 | 24,89-45,68 | 17,42 |
| 50 оС | | 8 | 20 | 15,6-30,09 | 22,45 |
| 60 оС | | 8 | - | - | - |
| 100 оС | | 8 | - | - | - |
| Массовое содержание, % | Серы | 8 | 20 | 0,45-2,88 | 2,28 |
| | Смолсиликагелевых | 8 | 20 | 9,69-29,43 | 17,44 |
| | Асфальтены | 8 | 20 | 4,14-7,43 | 5,68 |
| | Парафинов | 8 | 20 | 0,4-4,27 | 2,3 |
| Объемный выход фракций, % | н.к. 100оС | 8 | 20 | 80-165 | 115 |
| | до 250 оС | 8 | 20 | дек.26 | 20 |
| | до 300 оС | 8 | 20 | 24-40 | 33 |

2.3.2 Свойства нефти в пластовых условиях

Всего было отобрано и исследовано 140 глубинных проб нефти, из них 31 проба на Западном блоке из 4-х скважин (19-3М, 56-3М, 57-3М, 59-3М), 47 проб на Восточном блоке из скважин 13-ти скважин (6, 10, 11, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26 ,35), 62 пробы на Огайском блоке из 14-ти скважин (1, 20, 30, 31, 32, 33, 50, 51, 53 ,70, 74, 80, 177, 185). Из общего количества проб 24 пробы отбракованы в связи повышенным значением вязкости.

В настоящем разделе физико-химические свойства пластовой нефти оценивались отдельно по блокам и по залежам.

Западный блок

Физико-химические свойства пластовой нефти Западного блока изучены по 31 пробе, отобранных из залежей K_{1a13} 1, K_{1a2} 2, K_{1a1} 3, K_{1a} , K_{1nc} 3, K_{1nc} 5, K_{1nc} 6.

Пластовая нефть характеризуется как тяжелая, высоковязкая, недонасыщенная газом, так как давление насыщения нефти ниже пластового. В отличие от одноименных залежей Восточного и Огайского блоков пластовая нефть Западного блока отличается большим газосодержанием.

Верхнеальбский горизонт. Пачка 1 – залежь K_{1a13} 1.

Свойства пластовой нефти описаны по 8 кондиционным исследованиям (две пробы со скважины 19-3М отбракованы). Глубинные пробы отобраны из скважин 19-3М, 57-3М, 59-3М. Среднее значение давления насыщения нефти составляет 6,64 МПа, усадка нефти – 4,91 %, объемный коэффициент – 1,052 д.ед., газосодержание – 23,59 м³/т, вязкость – 84,83 мПа*с, плотность пластовой нефти - 0,933 г/см³.

Среднеальбский горизонт. Пачка 2 – залежь K_{1a2} 2.

Глубинные пробы взяты из скважин 19-3М, 56-3М, 57-3М, 59-3М в количестве 13 отборов. Все пробы кондиционные. Давление насыщения нефти в среднем составляет 6,42 МПа, усадка нефти – 5,68 %, объемный коэффициент – 1,060 д.ед., газосодержание – 28,13 м³/т, вязкость пластовой нефти – 29,46 мПа*с, плотность пластовой нефти – 0,909 г/см³.

Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 – залежь K_{1a1} 3.

Свойства пластовой нефти описаны 3 исследованиями глубинных проб нефти, отобранных из скважин 19-3М и 59-3М. Нефть характеризуется следующими средними параметрами: плотность пластовой нефти - 0,911 г/см³, давление насыщения - 11,88 МПа, газосодержание – 43,70 м³/т, объёмный коэффициент – 1,092 д.ед., вязкость пластовой нефти – 24,72 мПа*с.

Аптский горизонт. Залежь K_{1a} представлена единичной пробой глубинной нефти из скважины 59-3М. Давление насыщения нефти составляет 12,40 МПа, усадка нефти составляет 7,00 %, объемный коэффициент - 1,075 д.ед., газосодержание – 41,32 м³/т, вязкость пластовой нефти – 8,44 мПа*с, плотность пластовой нефти - 0,904 г/см³.

Третий неокомский продуктивный горизонт. Залежь K_{1nc} 3. Пластовая нефть охарактеризована единичным исследованием пробы из скважины 19-3М. Давление насыщения составляет 13,35 МПа, газосодержание - 66,90 м³/т, вязкость и плотность

пластовой нефти равны 15,90 мПа*с и 0,919 г/см³ соответственно, объемный коэффициент нефти составляет 1,106 д.ед.

Пятый неокомский продуктивный горизонт. Залежь K1nc 5. Пластовая нефть охарактеризована 2 исследованиями скважины 19-3М. Давление насыщения составляет 7,70 МПа, газосодержание – 62,24 м³/т, вязкость и плотность пластовой нефти равны 8,73 мПа*с и 0,887 г/см³ соответственно, объемный коэффициент нефти составляет 1,103 д.ед.

Шестой неокомский продуктивный горизонт. Залежь K1nc 6. Пластовая нефть охарактеризована единичным исследованием пробы из скважины 19-3М. Давление насыщения составляет 10,99 МПа, газосодержание – 103,20 м³/т, вязкость и плотность пластовой нефти равны 3,90 мПа*с и 0,812 г/см³ соответственно, объемный коэффициент нефти составляет 1,198 д.ед.

Восточный блок

Физико-химические свойства пластовой нефти Восточного блока изучены по 47 пробам, отобранных из горизонтов K1a1, K1a и совместных K1a1 3+K1a.

Пластовая нефть характеризуется как тяжелая, высоковязкая, недонасыщенная газом, так как давление насыщения нефти ниже пластового. Газосодержание Восточного блока по сравнению с одноименными залежами Западного блока ниже, но выше по сравнению с залежами Огайского блока.

Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 – Залежь K1a11 3. Свойства пластовой нефти описаны 11-тью исследованиями глубинных проб нефти, отобранных из скважин 6, 11, 12, 21 и 23. Из 11 проб, одна проба со скважины 12 отбракована по причине высокой вязкости пластовой нефти (51,90 мПа*с).

Плотность пластовой нефти составила 0,895 г/см³, давление насыщения в среднем равно 7,24 МПа, газосодержание составляет 30,60 м³/т, объемный коэффициент – 1,085 д.ед., вязкость пластовой нефти – 25,28 мПа*с.

Аптский горизонт. Залежь K1a. Всего отобрано 34 пробы, из которых 19 проб отбракованы в связи с пониженными значениями давления насыщения и газосодержания, при усреднении данных они не учитывались. Свойства пластовой нефти описаны 15 кондиционным пробам из скважин 6, 13, 15, 21, 23, 24, 35.

По данным анализов давление насыщения нефти составляет 7,15 МПа, усадка нефти в среднем – 6,78 %, объемный коэффициент - 1,086 д.ед., вязкость – 26,19 мПа*с, плотность нефти в пластовых условиях - 0,893 г/см³, газосодержание – 30,75 м³/т.

Пластовая нефть совместных горизонтов K1a13+K1a представлена 2 исследованиями из скважины 10. Давление насыщения нефти составляет 7,13

МПа, усадка нефти в среднем 16,20 %, объемный коэффициент в среднем составляет 1,195 д.ед., газосодержание в среднем – 16,05 м³/т, вязкость пластовой нефти – 29,10 мПа*с, плотность пластовой нефти в среднем - 0,798 г/см³.

Блок Огайское

Физико-химические свойства пластовой нефти блока Огайское изучены по 62 пробам, отобранных из горизонтов K_{1a13} 0, K_{1a13} 1, K_{1a13} 3, K_{1a}, K_{1nc1}, K_{1nc2}.

Пластовая нефть характеризуется как тяжелая, высоковязкая, недонасыщенная газом, отличается пониженными значениями газосодержания.

Верхнеальбский горизонт. Пачка 0. Залежь K_{1a13} 0. Всего отобрано 12 проб нефти, из которых кондиционными признаны 6 проб со скважины 50- ОГ.

Результаты 4-х проб со скважины 185-Ог отбракованы из-за повышенных значений пластовой вязкости, также не учтены 2 пробы со скважины 50-ОГ из-за заниженных значений давления насыщения.

Давление насыщения нефти составляет в среднем 1,80 МПа, усадка нефти – 2,10 %, объемный коэффициент - 1,022 д.ед., газосодержание – 6,79 м³/т, вязкость пластовой нефти составляет 159,55 мПа*с, плотность пластовой нефти – 0,951 г/см³.

Верхнеальбский горизонт. Пачка 1. Залежь K_{1a13} 1. Свойства пластовой нефти охарактеризованы результатами 13 исследований из скважин 33-Ог, 50-Ог и 80-Ог. Одна проба со скважины 33-ОГ отбракована, в связи с несоответствием значения вязкости (495 мПа*с).

Пластовая нефть обладает следующими средними значениями: давление насыщения нефти – 2,93 МПа, усадка нефти – 3,94 %, объемный коэффициент – 1,041 д.ед., газосодержание – 11,92 м³/т, вязкость – 128,88 мПа*с, плотность пластовой нефти – 0,937 г/см³.

Нижнеальбский горизонт. Пачка 3. Залежь K_{1a11} 3. Свойства пластовой нефти представлены двумя результатами анализов нефти, отобранных из скважины 30-Ог.

Давление насыщения нефти составляет 2,86 МПа, усадка нефти - 2,44 %, объемный коэффициент – 1,025 д.ед., газосодержание – 9,00 м³/т, вязкость – 20,35 мПа*с, плотность пластовой нефти – 0,912 г/см³.

Аптский горизонт K_{1a}. Залежь K_{1a} представлена исследованиями 15 проб пластовой нефти, отобранных из скважин 1-Ог, 31-Ог, 32-Ог, 50-Ог, 70-Ог, 74-Ог, 177-Ог.

В среднем давление насыщения нефти составляет 5,50 МПа, усадка нефти в среднем 6,18 %, объемный коэффициент в среднем составляет 1,067 д.ед., газосодержание в среднем

– 31,09 м³/т, вязкость пластовой нефти – 11,01 мПа*с, плотность пластовой нефти в среднем – 0,875 г/см³.

Первый неокомский горизонт K_{1nc} 1. Залежь K_{1nc} 1. Пластовая нефть охарактеризована результатами исследований 9 проб пластовой нефти, отобранных из скважин 31-Ог, 33-Ог, 50-Ог, 53-Ог.

Проба со скважины 33-Ог (18.12.2012 г.) отбракована по причине низкого значения давления насыщения.

Давление насыщения составляет 4,72 МПа, газосодержание – 37,55 м³/т, вязкость и плотность пластовой нефти равны 8,36 мПа*с и 0,855 г/см³ соответственно, объемный коэффициент нефти составляет 1,097 д.ед.

Второй неокомский продуктивный горизонт K_{1nc} 2. Залежь K_{1nc} 2. Пластовая нефть охарактеризована 9 исследованиями со скважин 20-Ог, 31-Ог, 51-Ог, 53-Ог. Давление насыщения составляет 6,94 МПа, газосодержание – 36,04 м³/т, вязкость и плотность пластовой нефти равны 13,09 мПа*с и 0,867 г/см³ соответственно, объемный коэффициент нефти составляет 1,105 д.ед.

Таблица 2.3.2 – Свойства пластовой нефти

| №.№ п/п | Наименование | По состоянию на 01.07.2021 г. | | | |
|---|---|-------------------------------|------|-----------------------|---------------------|
| | | Кол-во исследованных | | Диапазон изменения | Среднее значение |
| | | скважин | проб | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Западный блок | | | | | |
| <i>а) Нефть</i> | | | | | |
| <i>Верхнеальбский горизонт. Пачка 1 – залежь K_{1al3} 1</i> | | | | | |
| 1 | Давление насыщения газом, МПа | 3 | 8 | 3,84-8,28 | 6,64 |
| 2 | Газосодержание, м ³ /т | 3 | 8 | 16,90-31,09 | 23,59 |
| 3 | Давление пластовое, МПа | 3 | 8 | 9,05-9,24 | 9,17 |
| 4 | Плотность, г/см ³ | 3 | 8 | 0,906-0,948 | 0,933 |
| 5 | Вязкость, мПа*с | 3 | 8 | 68,48-113,61 | 84,83 |
| 6 | Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 3 | 8 | 1,039-1,068 | 1,052 |
| 7 | Пластовая температура, °С | 3 | 8 | 33,49-45,50 | 39,29 |
| <i>а) Нефть</i> | | | | | |
| <i>Среднеальбский горизонт. Пачка 2 – залежь K_{1al2} 2</i> | | | | | |
| 1 | Давление насыщения газом, МПа | 4 | 13 | 3,32-9,52 | 6,42 |
| 2 | Газосодержание, м ³ /т | 4 | 13 | 13,82-47,2 | 28,13 |
| 3 | Давление пластовое, МПа | 4 | 13 | 10,17-11,76 | 10,98 |
| 4 | Плотность, г/см ³ | 4 | 13 | 0,894-0,952 | 0,909 |
| 5 | Вязкость, мПа*с | 4 | 13 | 15,90-46,27 | 29,46 |
| 6 | Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 4 | 13 | 1,036-1,089 | 1,060 |
| 7 | Пластовая температура, °С | 4 | 13 | 36,90-42,85 | 40,61 |
| <i>а) Нефть</i> | | | | | |
| <i>Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 – залежь K_{1al1} 3</i> | | | | | |
| 1 | Давление насыщения газом, МПа | 2 | 3 | 10,97-12,56 | 11,88 |
| 2 | Газосодержание, м ³ /т | 2 | 3 | 39,11-53,20 | 43,70 |
| 3 | Давление пластовое, МПа | 2 | 3 | 13,35-13,59 | 13,47 |
| 4 | Плотность, г/см ³ | 2 | 3 | 0,898-0,934 | 0,911 |

Продолжение таблицы 2.3.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|-----------------|---|---|----|-------------|--------|
| 5 | Вязкость, мПа×с | 2 | 3 | 18,11-31,33 | 24,72 |
| 6 | Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 2 | 3 | 6,84-10,02 | 8,61 |
| 7 | Пластовая температура, °С | 2 | 3 | 44,6-48,1 | 46,35 |
| <i>а) Нефть</i> | | <i>Аптский горизонт. Залежь К1а</i> | | | |
| 1 | Давление насыщения газом, МПа | 1 | 1 | - | 12,40 |
| 2 | Газосодержание, м ³ /т | 1 | 1 | - | 41,32 |
| 3 | Давление пластовое, МПа | 1 | 1 | - | 14,34 |
| 4 | Плотность, г/см ³ | 1 | 1 | - | 0,904 |
| 5 | Вязкость, мПа×с | 1 | 1 | - | 8,44 |
| 6 | Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 1 | 1 | - | 1,075 |
| 7 | Пластовая температура, °С | 1 | 1 | - | 47,0 |
| <i>а) Нефть</i> | | <i>Третий неокомский продуктивный горизонт. Залежь К1пс3</i> | | | |
| 1 | Давление насыщения газом, МПа | 1 | 1 | - | 13,35 |
| 2 | Газосодержание, м ³ /т | 1 | 1 | - | 66,90 |
| 3 | Давление пластовое, МПа | 1 | 1 | - | 15,30 |
| 4 | Плотность, г/см ³ | 1 | 1 | - | 0,919 |
| 5 | Вязкость, мПа×с | 1 | 1 | - | 15,90 |
| 6 | Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 1 | 1 | - | 1,106 |
| 7 | Пластовая температура, °С | 1 | 1 | - | 51,0 |
| <i>а) Нефть</i> | | <i>Пятый неокомский продуктивный горизонт. Залежь К1пс 5</i> | | | |
| 1 | Давление насыщения газом, МПа | 1 | 2 | 5,1-10,29 | 7,70 |
| 2 | Газосодержание, м ³ /т | 1 | 2 | 30,58-93,90 | 62,24 |
| 3 | Давление пластовое, МПа | 1 | 2 | 14,83-15,89 | 15,36 |
| 4 | Плотность, г/см ³ | 1 | 2 | 0,887-0,887 | 0,887 |
| 5 | Вязкость, мПа×с | 1 | 2 | 4,20-13,25 | 8,73 |
| 6 | Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 1 | 2 | 1,074-1,132 | 1,103 |
| 7 | Пластовая температура, °С | 1 | 2 | 49,3-54,0 | 51,65 |
| <i>а) Нефть</i> | | <i>Шестой неокомский продуктивный горизонт. Залежь К1пс 6</i> | | | |
| 1 | Давление насыщения газом, МПа | 1 | 1 | - | 10,99 |
| 2 | Газосодержание, м ³ /т | 1 | 1 | - | 103,20 |
| 3 | Давление пластовое, МПа | 1 | 1 | - | 16,95 |
| 4 | Плотность, г/см ³ | 1 | 1 | - | 0,812 |
| 5 | Вязкость, мПа×с | 1 | 1 | - | 3,90 |
| 6 | Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 1 | 1 | - | 1,198 |
| 7 | Пластовая температура, °С | 1 | 1 | - | 55,0 |
| Восточный блок | | | | | |
| <i>а) Нефть</i> | | <i>Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 – залежь К1а1 3</i> | | | |
| 1 | Давление насыщения газом, МПа | 5 | 10 | 5,19-8,60 | 7,24 |
| 2 | Газосодержание, м ³ /т | 5 | 10 | 24,50-33,80 | 30,60 |
| 3 | Давление пластовое, МПа | 5 | 10 | 10,91-13,04 | 13,04 |
| 4 | Плотность, г/см ³ | 5 | 10 | 0,867-0,910 | 0,895 |
| 5 | Вязкость, мПа×с | 5 | 10 | 15,32-33,20 | 25,28 |

Продолжение таблицы 2.3.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|--|----|---------------|--------|
| 6 | Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 5 | 10 | 1,061-1,111 | 1,085 |
| 7 | Пластовая температура, °С | 5 | 10 | 43,33-45,10 | 46,45 |
| | <i>а) Нефть</i> | <i>Аптский горизонт. Залежь К1а</i> | | | |
| 1 | Давление насыщения газом, МПа | 7 | 15 | 5,68-10,63 | 7,15 |
| 2 | Газосодержание, м ³ /т | 7 | 15 | 19,70-39,60 | 30,75 |
| 3 | Давление пластовое, МПа | 7 | 15 | 11,91-16,83 | 11,37 |
| 4 | Плотность, г/см ³ | 7 | 15 | 0,858-0,916 | 0,893 |
| 5 | Вязкость, мПа×с | 7 | 15 | 15,20-36,15 | 26,19 |
| 6 | Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 7 | 15 | 1,054-1,133 | 1,086 |
| 7 | Пластовая температура, °С | 7 | 15 | 44,60-46,80 | 40,13 |
| | | Огайский блок | | | |
| | <i>а) Нефть</i> | <i>Верхнеальбский горизонт. Пачка 0. Залежь К1а1,0</i> | | | |
| 1 | Давление насыщения газом, МПа | 1 | 6 | 1,50-2,21 | 1,80 |
| 2 | Газосодержание, м ³ /т | 1 | 6 | 4,22-8,45 | 6,79 |
| 3 | Давление пластовое, МПа | 1 | 6 | 6,98-7,58 | 7,26 |
| 4 | Плотность, г/см ³ | 1 | 6 | 0,948-0,958 | 0,951 |
| 5 | Вязкость, мПа×с | 1 | 6 | 145,09-173,40 | 159,55 |
| 6 | Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 1 | 6 | 1,012-1,032 | 1,022 |
| 7 | Пластовая температура, °С | 1 | 6 | 30,55-33,85 | 31,95 |
| | <i>а) Нефть</i> | <i>Верхнеальбский горизонт. Пачка 1. Залежь К1а1,3 1</i> | | | |
| 1 | Давление насыщения газом, МПа | 3 | 13 | 1,25-5,64 | 2,93 |
| 2 | Газосодержание, м ³ /т | 3 | 13 | 4,59-25,46 | 11,92 |
| 3 | Давление пластовое, МПа | 3 | 13 | 5,53-7,96 | 6,89 |
| 4 | Плотность, г/см ³ | 3 | 13 | 0,914-0,951 | 0,937 |
| 5 | Вязкость, мПа×с | 3 | 13 | 98,50-147,75 | 128,88 |
| 6 | Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 3 | 13 | 1,022-1,070 | 1,041 |
| 7 | Пластовая температура, °С | 3 | 13 | 32,33-35,80 | 33,55 |
| | <i>а) Нефть</i> | <i>Нижнеальбский горизонт. Пачка 3. Залежь К1а1,3 3</i> | | | |
| 1 | Давление насыщения газом, МПа | 1 | 2 | 2,77-2,95 | 2,86 |
| 2 | Газосодержание, м ³ /т | 1 | 2 | 8,30-9,70 | 9,00 |
| 3 | Давление пластовое, МПа | 1 | 2 | 8,10-8,10 | 8,10 |
| 4 | Плотность, г/см ³ | 1 | 2 | 0,911-0,913 | 0,912 |
| 5 | Вязкость, мПа×с | 1 | 2 | 20,35-20,35 | 20,35 |
| 6 | Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 1 | 2 | 1,025-1,025 | 1,025 |
| 7 | Пластовая температура, °С | 1 | 2 | 39,40-39,40 | 39,40 |
| | <i>а) Нефть</i> | <i>Аптский горизонт К1а. Залежь К1а</i> | | | |
| 1 | Давление насыщения газом, МПа | 6 | 15 | 3,01-9,65 | 5,50 |
| 2 | Газосодержание, м ³ /т | 6 | 15 | 16,15-59,48 | 31,09 |
| 3 | Давление пластовое, МПа | 6 | 15 | 8,39-14,26 | 10,91 |
| 4 | Плотность, г/см ³ | 6 | 15 | 0,836-0,896 | 0,875 |
| 5 | Вязкость, мПа×с | 6 | 15 | 3,68-23,67 | 11,01 |
| 6 | Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 6 | 15 | 1,039-1,132 | 1,067 |
| 7 | Пластовая температура, °С | 6 | 15 | 39,80-45,10 | 42,52 |
| | <i>а) Нефть</i> | <i>Первый неоконский горизонт К1пс 1. Залежь К1пс 1</i> | | | |
| 1 | Давление насыщения газом, МПа | 4 | 9 | 1,68-9,72 | 4,72 |

Продолжение таблицы 2.3.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|-----------------|---|--|---|-------------|-------|
| 2 | Газосодержание, м ³ /т | 4 | 9 | 25,90-58,17 | 37,55 |
| 3 | Давление пластовое, МПа | 4 | 9 | 10,90-14,00 | 12,44 |
| 4 | Плотность, г/см ³ | 4 | 9 | 0,831-0,879 | 0,855 |
| 5 | Вязкость, мПа×с | 4 | 9 | 4,30-14,30 | 8,36 |
| 6 | Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 4 | 9 | 1,057-1,154 | 1,097 |
| 7 | Пластовая температура, °С | 4 | 9 | 42,99-43,77 | 43,62 |
| <i>а) Нефть</i> | | <i>Второй неокомский продуктивный горизонт K_{1nc} 2</i> | | | |
| 1 | Давление насыщения газом, МПа | 3 | 9 | 4,75-8,88 | 6,94 |
| 2 | Газосодержание, м ³ /т | 3 | 9 | 11,32-46,50 | 36,04 |
| 3 | Давление пластовое, МПа | 3 | 9 | 11,60-12,90 | 12,18 |
| 4 | Плотность, г/см ³ | 3 | 9 | 0,827-0,901 | 0,867 |
| 5 | Вязкость, мПа×с | 3 | 9 | 7,49-15,18 | 13,09 |
| 6 | Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 3 | 9 | 1,042-1,150 | 1,105 |
| 7 | Пластовая температура, °С | 3 | 9 | 42,20-44,60 | 43,82 |

2.3.3 Состав и свойства растворенного в нефти газа

Всего по месторождению Морское, включая блок Огайское, было исследовано 146 проб газа из 34 скважин.

Западный блок

Компонентный состав растворенного газа Западного блока изучен по 35 пробам, полученным после однократного разгазирования глубинных проб нефти, отобранных из горизонтов K_{1a1}, K_{1a} и K_{1nc} (табл. 2.3.3).

Нефтяной газ метанового типа, основными компонентами которого являются метан, этан, бутаны и углекислый газ. В составе газа сероводород обнаружен не был.

Верхнеальбский горизонт, пачка 1. Залежь K_{1a1z} 1 представлена исследованиями 12 проб нефтяного газа из скважин 19-3М, 57-3М, 59-3М, 60-3М. Газ характеризуется как «сухой» с содержанием метана в среднем 95,80 % мольн., этана – 0,32 % мольн., пропанбутановых фракций – 0,27 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,31 % мольн. и азота – 3,16 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,584.

Среднеальбский горизонт, пачка 2. Залежь K_{1a1z} 2 охарактеризована результатами исследований 12 проб растворенного газа из скважин 19-3М, 56-3М, 57-3М, 59-3М, 83-3М.

Газ - «сухой» с содержанием метана в среднем 96,56 % мольн., этана – 0,73 % мольн., пропанбутановых фракций – 0,69 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,35 % мольн. и азота – 1,44 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,580.

Нижнеальбский горизонт K_{1a1} , пачка 3. Залежь $K_{1a1} 3$ представлена 3 исследованиями проб газа из скважин 19-3М и 59-3М.

Газ является «полусухим» с содержанием метана в среднем 92,87 % мольн., этана – 3,04 % мольн., пропан-бутановых фракций – 2,00 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,59 % мольн. и азота – 0,86 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,619.

Аптский горизонт. Залежь K_{1a} представлена двумя исследованиями растворённого газа из скважин 19-3М и 59-3М.

Газ «полусухой» с содержанием метана в среднем 92,72 % мольн., этана – 2,41 % мольн., пропан-бутановых фракций – 1,06 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,43 % мольн. и азота – 3,07 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,604.

Неокомский горизонт. Залежи $K_{1nc} 1-A$, $K_{1nc} 3-A$, $K_{1nc} 5$, $K_{1nc} 6$. Всего исследовано шесть проб, полученных при однократном разгазировании глубинных пробы нефти из скважины 19-3М, из которых пять проб признаны кондиционными, одна проба (глубина отбора – 1467,6 м) от 12-13.12.2012 г. отбракована из-за большого содержания азота и не учитывалась при усреднении.

Газ неокомского горизонта «полусухой» с содержанием метана в среднем 86,65 % мольн., этана – 1,41 % мольн., пропан-бутановых фракций – 5,28 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,42 % мольн. и азота – 3,06 % мольн. Относительная плотность газа - 0,714.

Нефтяной газ Западного блока метанового типа. Наиболее тяжёлым является газ залежи $K_{1nc} 6$. Практически все залежи Западного блока слабо освещены исследованиями растворённого газа.

Восточный блок

Компонентный состав растворённого газа Восточного блока изучены по 48 пробам, полученным после однократного разгазирования глубинных проб нефти, отобранных из горизонтов K_{1a1} , K_{1a} и совместно из $K_{1a1} 3+K_{1a}$.

Альбский горизонт. Залежь $K_{1a1} 3$ представлена 11 исследованиями растворённого газа из скважин 11, 12, 21 и 35. Газ альбского горизонта «полусухой» с содержанием метана в среднем 87,94 % мольн., этана – 2,45 % мольн., пропан-бутановых фракций – 4,51 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 1,91 % мольн. и азота – 0,81 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,703.

Исследования 2 проб растворённого газа из скважины 10 в 2013 г. представляют совместно залежи $K_{1a1} 3+K_{1a}$.

Газ «жирный» с содержанием метана в среднем 81,33 % мольн., этана – 6,77 % мольн., пропан-бутановых фракций – 7,17 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 2,35 % мольн. и азота – 0,05 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,754.

Аптский горизонт. Залежь K_{1a} представлена исследованиями 35 проб растворённого газа из 12 скважин 6, 11, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35.

Результаты исследования 2 проб растворённого газа из скважины 21 от 29.06.2013 г. отбракованы из-за завышенного содержания азота и не учитывались при усреднении.

Газ аптской залежи «полусухой» с содержанием метана в среднем 90,88 % мольн., этана – 1,40 % мольн., пропан-бутановых фракций – 3,07 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 1,21 % мольн. и азота – 2,02 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,661.

Растворённый в нефти газ Восточного блока метанового типа с низким содержанием азота и углекислого газа. Исследований по определению сероводорода по не проводилось.

Блок Огайское

Компонентный состав растворённого газа по блоку Огайское изучен по 62 пробам газа однократного разгазирования (табл. 2.3.3).

Верхнеальбский горизонт, пачка 0. Залежь $K_{1a} 3 0$ описана результатами 12 исследований растворённого газа из скважин 50-Ог, 53-Ог, 185-Ог.

Газ «сухой» с содержанием метана в среднем 93,08 % мольн., этана – 0,48 % мольн., пропан-бутановых фракций – 0,22 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 2,09 % мольн. и азота – 3,76 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,603.

Верхнеальбский горизонт, пачка 1. Залежь $K_{1a} 3 1$ описана результатами 14 исследований растворённого газа из скважин 33-Ог, 50-Ог и 80-Ог.

Газ «полусухой» с содержанием метана в среднем 92,92 % мольн., этана – 1,13 % мольн., пропан-бутановых фракций – 0,42 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 3,69 % мольн. и азота – 1,54 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,574.

Нижнеальбский горизонт, пачка 3. Залежь $K_{1a} 1 3$ описана исследованиями 2 проб растворённого газа из скважины 30-Ог.

Газ «жирный» с содержанием метана в среднем 81,59 % мольн., этана – 2,17 % мольн., пропан-бутановых фракций – 5,49 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 1,32 % мольн. и азота – 6,20 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,749.

Аптский горизонт. Залежь K_{1a} представлена исследованиями 15 проб растворённого газа из скважин 1-Ог, 31-Ог, 32-Ог, 50-Ог, 70-Ог, 74-Ог, 177-Ог.

Газ «жирный» с содержанием метана в среднем 81,08 % мольн., этана – 3,34 % мольн., пропан-бутановых фракций – 8,28 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 2,53 % мольн. и азота – 1,23 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,787.

Первый неокомский горизонт. Залежь K_{1nc1} описана исследованиями 10 проб газа однократного разгазирования из скважин 31-Ог, 33-Ог, 50-Ог, 53-Ог и 1 пробой устьевого газа из скважины 72-Ог.

Газ «жирный» с содержанием метана в среднем 74,30 % мольн., этана – 4,27 % мольн., пропан-бутановых фракций – 10,85 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 3,27 % мольн. и азота – 2,94 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,826.

Второй неокомский горизонт. Залежь K_{1nc2} описана исследованиями 8 проб из скважин 20-Ог, 31-Ог, 51-Ог, 53-Ог.

Газ «жирный» с содержанием метана в среднем 79,37 % мольн., этана – 3,05 % мольн., пропан-бутановых фракций – 7,22 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 7,02 % мольн. и азота – 0,30 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,792.

Исследования по определению сероводорода проводились по верхнеальбскому, аптскому и первому неокомскому продуктивным горизонтам. По результатам исследований сероводород был обнаружен только в пробах растворённого газа верхнеальбского горизонта и составил в среднем 0,48 % мольн.

2.3.3 Состав и свойства свободного газа

Состав и свойства свободного газа изучены по 2 пробам газа из скважин 56-ЗМ и 58-ЗМ Западного блока, отобранном в период 2013-2014 г.г.

По составу газ характеризуется как сухой, содержание углеводородных компонентов составляет 1,584 об. %, содержание метана – 95,65 об. %.

По неуглеводородным компонентам: содержание двуокиси углерода – 1,22 % об. или 0,283 % мольн.; содержание азота 2,5 об. % или 2,48 % мол.

Содержание сероводорода в пробе из скважины 56 не обнаружено, а в пробе из скважины 58 обнаружено незначительное количество - 1,247 мг/м³ или 0,00009 % мольн. и характеризуется как следы. Метилмеркаптанов и этилмеркаптанов не обнаружено.

Молекулярная масса газа составила, в среднем, 16,864 г/моль: по пробе из скважины 56 – 16,756 г/моль и 16,971 по пробе из скважины 58. Плотность по воздуху, в среднем, равна 0,583, сжимаемость – 0,998 д.ед (табл. 2.3.4).

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав нефтяного газа (мольное содержание, %)

| Залежь | Содержание компонентов, % мольные | | | | | | | | | | | | Плотность, кг/м ³ | | Вязкость расчетная мПа*с |
|----------------------|-----------------------------------|-------|-------|------|--------|---------|---------|----------|----------|--------|--------|-------|------------------------------|--------------------|--------------------------------|
| | угл. газ | азот | метан | этан | пропан | i-бутан | n-бутан | i-пентан | n-пентан | гексан | гептан | октан | ст. усл. | относи- тельная | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| Западный блок | | | | | | | | | | | | | | | |
| K _{1al3} 1 | 0,1 | 3,19 | 94,92 | 0,53 | 0,09 | 0,05 | 0,17 | 0,16 | 0,2 | 0,33 | 0,23 | 0,03 | - | 0,597 | |
| | 0,23 | 5,13 | 93,52 | 0,46 | 0,1 | 0,03 | 0,1 | 0,1 | 0,09 | 0,18 | 0,06 | - | - | 0,593 | |
| | 0,18 | 6 | 93,2 | 0,44 | 0,03 | 0 | 0,02 | 0,03 | 0,01 | 0,04 | 0,03 | - | - | 0,587 | |
| | 0,39 | 1,5 | 97,67 | 0,3 | 0,02 | 0 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | 0,02 | 0,06 | 0,01 | - | 0,569 | |
| | 1,41 | - | 97,57 | 0,33 | 0,16 | 0,07 | 0,09 | 0,06 | 0,05 | 0,08 | 0,1 | 0 | - | - | |
| | 0,18 | 1,57 | 97,28 | 0,33 | 0,31 | 0,13 | 0,1 | 0,08 | 0,01 | 0,01 | - | - | - | 0,573 | |
| | 0,19 | 1,63 | 97,16 | 0,33 | 0,34 | 0,14 | 0,13 | 0,08 | 0,01 | 0,003 | - | - | - | 0,574 | |
| | 0,19 | 1,38 | 95,69 | 0,41 | 0,17 | 0,12 | 0,32 | 0,3 | 0,3 | 0,63 | 0,39 | 0,1 | - | 0,611 | |
| | 0,29 | 2,09 | 97,24 | 0,27 | 0,01 | 0 | 0 | 0,01 | 0 | 0,05 | 0,02 | 0,01 | - | 0,57 | |
| | 0,35 | 0,99 | 97,61 | 0,32 | 0,21 | 0,15 | 0,13 | 0,05 | 0,02 | 0,08 | 0,08 | 0,02 | - | 0,58 | |
| 0,05 | 5,89 | 93,72 | 0,09 | 0,02 | 0,001 | 0,01 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,01 | 0,2 | - | 0,586 | | |
| 0,16 | 5,44 | 94,02 | 0,08 | 0,01 | 0,002 | 0,01 | 0,003 | 0,004 | 0,002 | - | - | - | 0,581 | | |
| K _{1al2} 2 | 0,37 | 1,65 | 97,57 | 0,23 | 0,14 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | - | - | 0,01 | - | - | 0,568 | |
| | 0,47 | 0,83 | 96,04 | 0,92 | 1,16 | 0,15 | 0,27 | 0,08 | 0,01 | 0,05 | 0,02 | - | - | 0,588 | |
| | 0,07 | 3,45 | 94,58 | 0,87 | 0,33 | 0,13 | 0,12 | 0,17 | 0,04 | 0,18 | 0,06 | - | - | 0,591 | |
| | 0,17 | 3,06 | 94,44 | 0,95 | 0,75 | 0,14 | 0,12 | 0,09 | 0,06 | 0,17 | 0,07 | 0,01 | - | 0,593 | |
| | 0,67 | 1,37 | 94,12 | 1,27 | 1,68 | 0,15 | 0,36 | 0,1 | 0,05 | 0,15 | 0,06 | - | - | 0,605 | |
| | 0,37 | 0,32 | 97,95 | 0,81 | 0,16 | 0,13 | 0,06 | 0,09 | 0,02 | 0,06 | 0,04 | 0 | - | 0,572 | |
| | 0,3 | 4,25 | 95,13 | 0,17 | 0,03 | 0,01 | 0 | 0,01 | 0,01 | 0,05 | 0,03 | 0,01 | - | 0,58 | |
| | 0,34 | 0,53 | 98,32 | 0,37 | 0,03 | 0,14 | 0,04 | 0,07 | 0,02 | 0,06 | 0,06 | 0,02 | - | 0,57 | |
| | 0,52 | 0,39 | 98 | 0,48 | 0,2 | 0,19 | 0,06 | 0,1 | 0,01 | 0,05 | 0,02 | - | - | 0,573 | |
| | 0,59 | 0,22 | 97,9 | 0,53 | 0,21 | 0,22 | 0,08 | 0,11 | 0,03 | 0,07 | 0,04 | - | - | 0,576 | |
| 0,37 | 0,75 | 95,28 | 2,14 | 0,78 | 0,29 | 0,15 | 0,08 | 0,02 | 0,09 | 0,03 | 0,01 | - | 0,591 | | |
| - | 0,48 | 99,33 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,555 | | |
| K _{1al1} 3 | 0,62 | 0,68 | 91,64 | 5,24 | 0,86 | 0,59 | 0,11 | 0,14 | 0,02 | 0,06 | 0,05 | - | - | 0,613 | |
| | 0,64 | 1,15 | 93,48 | 1,77 | 0,62 | 0,95 | 0,13 | 0,33 | 0,12 | 0,44 | 0,36 | 0,03 | - | 0,625 | |
| | 0,52 | 0,74 | 93,48 | 2,12 | 0,61 | 1,98 | 0,14 | 0,11 | 0,01 | 0,2 | 0,1 | 0,01 | - | 0,62 | |
| K _{1a} | 0,48 | 5,17 | 93,03 | 0,54 | 0,14 | 0,3 | 0,04 | 0,07 | 0,04 | 0,11 | 0,08 | - | - | 0,597 | |
| | 0,38 | 0,97 | 92,41 | 4,27 | 0,91 | 0,62 | 0,11 | 0,14 | 0,02 | 0,08 | 0,05 | 0,02 | - | 0,61 | |
| K _{1nc} 1 | 0,65 | 2,43 | 95,78 | 0,47 | 0,14 | 0,28 | 0,03 | 0,08 | 0,02 | 0,06 | 0,06 | 0,01 | - | 0,585 | |

Продолжение таблицы 2.3.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
|---|------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|----|
| K_{1nc 3} | 0,46 | 4,12 | 92,14 | 0,99 | 0,4 | 0,8 | 0,06 | 0,29 | 0,03 | 0,35 | 0,26 | 0,11 | - | 0,621 | |
| K_{1nc 5} | 0,49 | 5,93 | 85,26 | 1,29 | 1,1 | 2,11 | 0,53 | 1,42 | 0,33 | 1,09 | 0,41 | 0,04 | - | 0,711 | |
| | 0,4 | 2,1 | 85,38 | 1,85 | 1,85 | 3,09 | 0,89 | 1,98 | 0,52 | 1,44 | 0,5 | 0,01 | - | 0,748 | |
| K_{1nc 6} | 0,11 | 1,68 | 73,37 | 2,94 | 4,77 | 3,96 | 5,89 | 3,01 | 2,42 | 1,63 | 0,23 | - | - | 0,921 | |
| Восточный блок | | | | | | | | | | | | | | | |
| K_{1al 1 3-3} | 1,99 | 1,36 | 86,77 | 0,58 | 0,94 | 3,43 | 0,53 | 1 | 0,32 | 1,77 | 0,74 | 0,6 | - | 0,754 | |
| | 2,08 | 0,36 | 87,38 | 0,53 | 0,96 | 3,57 | 0,57 | 1,03 | 0,37 | 1,8 | 0,76 | 0,59 | - | 0,757 | |
| | 1,89 | 2,36 | 86,15 | 0,63 | 0,91 | 3,29 | 0,48 | 0,97 | 0,27 | 1,74 | 0,71 | 0,6 | - | 0,752 | |
| | 0,18 | - | 92,07 | 2,34 | 1,5 | 1,91 | 0,72 | 0,86 | 0,17 | 0,25 | - | - | - | 0,65 | |
| | 3,47 | 0,71 | 87,56 | 1,88 | 2,45 | 2,08 | 0,34 | 0,51 | 0,1 | 0,52 | 0,32 | 0,06 | - | 0,694 | |
| | 3,51 | 0,73 | 87,44 | 1,85 | 2,41 | 2,12 | 0,37 | 0,56 | 0,13 | 0,5 | 0,33 | 0,05 | - | 0,698 | |
| | 3,81 | 0,33 | 88,13 | 1,91 | 1,13 | 2,45 | 0,43 | 0,66 | 0,17 | 0,68 | 0,31 | - | - | 0,696 | |
| | 2,01 | 0,33 | 88,72 | 3,62 | 1,49 | 1,62 | 0,69 | 0,6 | 0,3 | 0,45 | 0,17 | - | - | 0,674 | |
| | 1,74 | 0,23 | 89,62 | 3,43 | 1,32 | 1,42 | 0,65 | 0,55 | 0,33 | 0,51 | 0,19 | - | - | 0,667 | |
| | 0,22 | 0,78 | 90,2 | 3,41 | 1,35 | 1,45 | 0,64 | 0,59 | 0,36 | 0,69 | 0,28 | 0,02 | - | 0,663 | |
| 0,38 | 0,95 | 83,32 | 6,77 | 2,63 | 2,79 | 0,98 | 0,82 | 0,39 | 0,65 | 0,3 | 0,01 | - | 0,724 | | |
| K_{1al 1 3-3+K_{1a}} | 2,44 | 0,03 | 81,29 | 6,72 | 3,02 | 3,04 | 1,07 | 0,86 | 0,34 | 0,6 | 0,58 | 0,01 | - | 0,754 | |
| | 2,25 | 0,06 | 81,36 | 6,82 | 3,11 | 3 | 1,1 | 0,8 | 0,33 | 0,61 | 0,26 | 0,01 | - | 0,754 | |
| K_{1a} | 3,9 | 0,15 | 90,62 | 2,15 | 0,65 | 1,35 | 0,4 | 0,47 | 0,06 | - | - | - | - | 0,623 | |
| | 0,44 | 2,09 | 92,42 | 1,51 | 0,55 | 1,57 | 0,37 | 0,52 | 0,16 | 0,31 | 0,06 | 0 | - | 0,64 | |
| | 0,31 | 1,46 | 94,29 | 0,98 | 0,28 | 1,14 | 0,26 | 0,46 | 0,16 | 0,52 | 0,12 | 0 | - | 0,625 | |
| | 0,49 | 2,94 | 89,99 | 2,26 | 1,09 | 1,53 | 0,5 | 0,43 | 0,19 | 0,32 | 0,08 | 0,03 | - | 0,662 | |
| | 0,52 | 2,56 | 90,84 | 1,89 | 0,95 | 1,71 | 0,35 | 0,43 | 0,13 | 0,33 | 0,09 | 0,04 | - | 0,658 | |
| | 1,62 | 0,48 | 96,8 | 0,31 | 0,18 | 0,26 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,1 | 0,06 | - | - | 0,58 | |
| | 1,44 | 0,45 | 96,98 | 0,31 | 0,18 | 0,25 | 0,08 | 0,08 | 0,04 | 0,12 | 0,07 | - | - | 0,58 | |
| | 6,79 | 1,53 | 84,6 | 1,38 | 1,66 | 0,39 | 1,03 | 0,94 | 0,48 | 0,75 | 0,22 | 0,23 | - | 0,701 | |
| | 5,03 | 1,48 | 89,02 | 0,92 | 0,79 | 0,26 | 0,49 | 0,67 | 0,24 | 0,65 | 0,27 | 0,18 | - | 0,663 | |
| | 6,8 | 1,54 | 81,15 | 1,5 | 1,83 | 3,08 | 1,12 | 1 | 0,57 | 0,83 | 0,28 | 0,3 | - | 0,754 | |
| | 0,22 | 1,85 | 89,93 | 1,48 | 2,38 | 2,04 | 0,48 | 0,61 | 0,19 | 0,53 | 0,23 | 0,06 | - | 0,667 | |
| | 0,22 | 2,49 | 86,14 | 1,91 | 2,59 | 3,75 | 0,81 | 0,93 | 0,26 | 0,65 | 0,21 | 0,04 | - | 0,727 | |
| | 2,67 | 0,94 | 91,6 | 0,61 | 0,54 | 1,47 | 0,41 | 0,62 | 0,21 | 0,65 | 0,28 | 0,01 | - | 0,649 | |
| | 2,54 | 0,87 | 91,73 | 0,61 | 0,54 | 1,5 | 0,4 | 0,67 | 0,22 | 0,62 | 0,3 | - | - | 0,646 | |
| | 1,06 | 0,99 | 89,69 | 2,11 | 1,81 | 2,66 | 0,51 | 0,45 | 0,16 | 0,38 | 0,14 | - | - | 0,806 | |
| | 0,27 | 1,06 | 91,65 | 1,55 | 1,51 | 2,4 | 0,39 | 0,44 | 0,14 | 0,41 | 0,14 | 0,01 | - | 0,79 | |

Продолжение таблицы 2.3.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
|----------------------|------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|----|
| К1а | 0,44 | 1,34 | 91,97 | 1,52 | 1,22 | 2 | 0,34 | 0,43 | 0,13 | 0,4 | 0,17 | 0,04 | - | 0,649 | |
| | 4,67 | 0,93 | 88,31 | 1,41 | 1,01 | 2 | 0,5 | 0,52 | 0,2 | 0,3 | 0,15 | 0,03 | - | 0,665 | |
| | 4,63 | 0,34 | 86,86 | 0,75 | 1,22 | 3,51 | 0,7 | 0,89 | 0,28 | 0,72 | 0,07 | 0,02 | - | 0,702 | |
| | 5,39 | 0,4 | 88,76 | 0,53 | 0,77 | 2,09 | 0,49 | 0,54 | 0,25 | 0,52 | 0,26 | 0,02 | - | 0,663 | |
| | 4,32 | 0,42 | 84,77 | 1,82 | 1,43 | 2,74 | 1,3 | 1,5 | 0,58 | 0,89 | 0,23 | 0,01 | - | 0,727 | |
| | 5,66 | 0,4 | 85,19 | 1,03 | 1,13 | 2,54 | 1,15 | 1,38 | 0,51 | 0,82 | 0,2 | 0 | - | 0,714 | |
| | 0,54 | 1,11 | 93,94 | 1,33 | 0,34 | 1,48 | 0,25 | 0,38 | 0,12 | 0,37 | 0,15 | - | - | 0,625 | |
| | 0,42 | 1,1 | 94,77 | 0,99 | 0,39 | 1,14 | 0,24 | 0,34 | 0,13 | 0,32 | 0,15 | - | - | 0,616 | |
| | 0,41 | 1,1 | 91,26 | 1,94 | 0,35 | 2,83 | 0,41 | 0,59 | 0,2 | 0,6 | 0,29 | 0,02 | - | 0,665 | |
| | 1,82 | 1,09 | 92,39 | 1,83 | 0,72 | 0,93 | 0,37 | 0,39 | 0,22 | 0,17 | 0,05 | 0,03 | - | 0,627 | |
| | 1,53 | 1,5 | 91,79 | 2,44 | 0,81 | 0,8 | 0,35 | 0,29 | 0,19 | 0,19 | 0,07 | 0,03 | - | 0,632 | |
| | 1,31 | 0,54 | 93,28 | 1,09 | 0,62 | 1,93 | 0,21 | 0,35 | 0,11 | 0,38 | 0,16 | 0,02 | - | 0,635 | |
| | 1,76 | 0,42 | 92,64 | 1,28 | 0,48 | 1,39 | 0,46 | 0,64 | 0,27 | 0,52 | 0,13 | 0 | - | 0,645 | |
| | 1,63 | 0,36 | 93,27 | 1,26 | 0,43 | 1,34 | 0,37 | 0,57 | 0,2 | 0,45 | 0,13 | 0 | - | 0,636 | |
| | 0,9 | 0,73 | 95,43 | 1,47 | 0,27 | 0,6 | 0,12 | 0,17 | 0,04 | 0,19 | 0,07 | 0 | - | 0,645 | |
| 0,86 | 0,38 | 95,71 | 1,83 | 0,27 | 0,48 | 0,11 | 0,14 | 0,05 | 0,13 | 0,05 | 0 | - | 0,636 | | |
| 0,73 | 0,07 | 91,18 | 2,17 | 0,73 | 3,16 | 0,39 | 0,6 | 0,16 | 0,55 | 0,25 | 0,02 | - | 0,666 | | |
| Блок Огайское | | | | | | | | | | | | | | | |
| К1а3 0 | 2,67 | 2,87 | 94,13 | 0,23 | 0,05 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | - | - | 0,595 | |
| | 2,51 | 4,34 | 92,84 | 0,23 | 0,04 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | - | - | - | 0,599 | |
| | 2,7 | 2,62 | 93,54 | 0,72 | 0,3 | 0,02 | 0,01 | 0,02 | 0,02 | 0,06 | 0,01 | - | - | 0,601 | |
| | 2,29 | 3,23 | 93,49 | 0,56 | 0,28 | 0,04 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,05 | 0,01 | - | - | 0,599 | |
| | 3,66 | 4,54 | 91 | 0,55 | 0,05 | 0,01 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | 0,04 | 0,04 | - | - | 0,615 | |
| | 1,33 | 3,6 | 93,35 | 0,66 | 0,23 | 0,08 | 0,14 | 0,12 | 0,12 | 0,25 | 0,12 | - | - | 0,604 | |
| | 0,23 | 5,04 | 93,99 | 0,42 | 0,06 | 0,02 | 0,05 | 0,04 | 0,03 | 0,08 | 0,04 | 0,01 | - | 0,586 | |
| | 4,26 | 3,39 | 91,44 | 0,54 | 0,11 | 0,03 | 0,03 | 0,05 | 0,02 | 0,07 | 0,05 | - | - | 0,619 | |
| | 0,09 | 4,39 | 92,37 | 0,68 | 0,28 | 0,09 | 0,31 | 0,33 | 0,45 | 0,82 | 0,18 | - | - | 0,624 | |
| | 0,47 | 4,35 | 94,02 | 0,53 | 0,09 | 0,02 | 0,05 | 0,07 | 0,08 | 0,19 | 0,12 | - | - | 0,592 | |
| | 2,29 | 3,67 | 93,16 | 0,35 | 0,07 | 0,03 | 0,05 | 0,07 | 0,07 | 0,13 | 0,05 | 0,06 | - | 0,603 | |
| 2,59 | 3,13 | 93,64 | 0,29 | 0,04 | 0,01 | 0,02 | 0,03 | 0,03 | 0,19 | 0,03 | 0,01 | - | 0,601 | | |
| К1а3 1 | 2,64 | 1,26 | 94,19 | 0,85 | 0,73 | 0,09 | 0,04 | 0,07 | 0,03 | 0,03 | 0,06 | 0,01 | - | 0,603 | |
| | 2,83 | 1,12 | 94,3 | 0,68 | 0,77 | 0,08 | 0,03 | 0,05 | 0,02 | 0,05 | 0,07 | 0,01 | - | 0,604 | |
| | 2,62 | 0,83 | 94,53 | 0,93 | 0,82 | 0,04 | 0,03 | 0,04 | 0,02 | 0,05 | 0,07 | 0,02 | - | 0,602 | |
| | 2,54 | 0,81 | 94,57 | 1 | 0,71 | 0,1 | 0,04 | 0,06 | 0,03 | 0,04 | 0,07 | 0,02 | - | 0,062 | |

Продолжение таблицы 2.3.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
|---------|------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|----|
| К1а1з 1 | 8,66 | 5,17 | 85,65 | 0,24 | 0 | 0,01 | 0,04 | 0,05 | 0,02 | 0,03 | 0,02 | - | - | 0,665 | |
| | 6,07 | 4,35 | 88,53 | 0,15 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | - | - | 0,639 | |
| | 3,4 | 0,39 | 95,15 | 0,95 | 0,02 | 0,01 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | 0,03 | 0,02 | - | - | 0,596 | |
| | 4 | 0,25 | 94,42 | 1,21 | 0,03 | 0,01 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | 0,02 | 0,02 | - | - | 0,603 | |
| | 4,44 | 0,43 | 92,98 | 1,83 | 0,08 | 0,02 | 0,04 | 0,05 | 0,03 | 0,06 | 0,05 | 0,01 | - | 0,614 | |
| | 3,88 | 0,65 | 93,51 | 1,25 | 0,17 | 0,02 | 0,05 | 0,06 | 0,07 | 0,18 | 0,14 | 0,03 | - | 0,615 | |
| | 3,01 | 0,79 | 94,73 | 0,77 | 0,53 | 0,03 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | 0,04 | 0,06 | 0,01 | - | 0,6 | |
| | 2,8 | 0,77 | 94,65 | 0,75 | 0,02 | 0,06 | 0,15 | 0,16 | 0,15 | 0,27 | 0,19 | 0,04 | - | 0,61 | |
| | 3,82 | 3,16 | 89,12 | 3,3 | 0,13 | 0,06 | 0,04 | 0,08 | 0,03 | 0,16 | 0,1 | 0 | - | 0,632 | |
| 0,91 | 1,55 | 94,48 | 1,91 | 0,54 | 0,1 | 0,21 | 0,08 | 0,07 | 0,11 | 0,04 | 0,01 | - | 0,596 | | |
| К1а1з 3 | 1,34 | 5,59 | 82,27 | 2,14 | 2,15 | 1,1 | 2,2 | 1,07 | 0,69 | 0,86 | 0,54 | 0,06 | - | 0,745 | |
| | 1,3 | 6,8 | 80,91 | 2,2 | 2,23 | 1,08 | 2,21 | 1,07 | 0,68 | 0,91 | 0,55 | 0,06 | - | 0,752 | |
| К1а | 8,55 | 3,06 | 63,85 | 6,29 | 2,24 | 4,72 | 2,78 | 2,56 | 1,66 | 2,66 | 1,22 | 0,32 | - | 1,101 | |
| | 3,41 | 0,8 | 85,41 | 2,29 | 2,09 | 2,53 | 1,09 | 0,81 | 0,39 | 0,76 | 0,36 | 0,06 | - | 0,734 | |
| | 3,45 | 0,75 | 83,86 | 2,36 | 2,29 | 2,93 | 1,31 | 1,05 | 0,52 | 1 | 0,42 | 0,06 | - | 0,761 | |
| | 1,93 | 0,55 | 81,68 | 3,32 | 4,7 | 1,85 | 2,23 | 1,37 | 0,94 | 1,03 | 0,32 | 0,07 | - | 0,778 | |
| | 1,83 | 0,73 | 84,32 | 2,98 | 3,98 | 1,54 | 1,8 | 1,08 | 0,73 | 0,76 | 0,22 | 0,03 | - | 0,738 | |
| | 0,77 | 4,04 | 78,25 | 2,05 | 4,81 | 2,26 | 3,38 | 1,78 | 1,25 | 1,14 | 0,25 | 0,01 | - | 0,814 | |
| | 0,72 | 5,17 | 77,89 | 1,87 | 4,57 | 2,19 | 3,27 | 1,74 | 1,19 | 1,12 | 0,23 | 0,01 | - | 0,808 | |
| | 3,17 | 0,33 | 83,29 | 3,92 | 3,31 | 1,82 | 1,61 | 1 | 0,58 | 0,72 | 0,21 | 0,02 | - | 0,743 | |
| | 2,54 | 0,22 | 82,21 | 3,79 | 3,99 | 1,57 | 2,53 | 1,3 | 0,97 | 0,77 | 0,11 | 0 | - | 0,764 | |
| | 2,41 | 0,43 | 82,25 | 3,72 | 3,82 | 1,52 | 2,47 | 1,32 | 1,02 | 0,91 | 0,12 | 0 | - | 0,765 | |
| | 1,77 | 0,22 | 91,33 | 2,09 | 1,4 | 1,18 | 0,71 | 0,47 | 0,33 | 0,49 | - | - | - | 0,654 | |
| | 1,43 | 0,6 | 79,25 | 3,43 | 5,21 | 2,69 | 3,47 | 1,59 | 1,13 | 0,9 | 0,29 | 0,02 | - | 0,813 | |
| | 1,97 | 0,91 | 77,85 | 3,51 | 5,29 | 2,72 | 3,51 | 1,63 | 1,18 | 1,04 | 0,37 | 0,01 | - | 0,829 | |
| | 1,91 | 0,25 | 83,93 | 3,88 | 3,74 | 1,76 | 2,06 | 1,01 | 0,69 | 0,58 | 0,19 | 0,02 | - | 0,77 | |
| | 2,12 | 0,36 | 80,89 | 4,62 | 4,7 | 2,15 | 2,44 | 1,13 | 0,76 | 0,61 | 0,21 | 0,02 | - | 0,783 | |
| К1а1с 1 | 1,53 | 0,84 | 87,43 | 2,49 | 3,48 | 1,04 | 1,3 | 1,05 | 0,35 | 0,5 | - | - | - | 0,697 | |
| | 7,65 | 0,37 | 83,82 | 1,86 | 1,25 | 2,09 | 0,38 | 0,59 | 0,55 | 0,94 | 0,47 | 0,01 | - | 0,741 | |
| | 2,59 | 6,99 | 71,01 | 4,1 | 5,6 | 2,89 | 2,97 | 1,57 | 0,97 | 0,98 | 0,29 | 0,02 | - | 0,852 | |
| | 1,26 | 5,43 | 68,23 | 5,06 | 7,35 | 2,88 | 4,7 | 2,14 | 1,56 | 0,23 | 0 | 0 | - | - | |
| | 1,62 | 5,21 | 63,96 | 5,66 | 8,61 | 3,22 | 5,11 | 2,22 | 1,62 | 1,26 | 1,5 | 0,01 | - | - | |
| | 1,57 | 6,52 | 81,48 | 1,19 | 1,82 | 1,5 | 2,01 | 1,3 | 1,04 | 1,26 | 0,3 | 0,02 | - | 0,762 | |
| | 1,58 | 6,21 | 80,82 | 1,04 | 1,99 | 1,5 | 2,34 | 1,61 | 1,19 | 1,34 | 0,35 | 0,02 | - | 0,773 | |

Продолжение таблицы 2.3.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
|--------------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|----|
| К _{1nc} 1 | 3,53 | 0,24 | 77,51 | 4,44 | 5,08 | 1,93 | 3,11 | 1,6 | 1,21 | 1,11 | 0,22 | 0,01 | - | 0,823 | |
| | 3,17 | 0,17 | 78,58 | 4,34 | 4,96 | 1,84 | 3,04 | 0,54 | 1,17 | 1,01 | 0,17 | 0 | - | 0,81 | |
| | 5,74 | 0,09 | 62,69 | 8,59 | 8,92 | 3,6 | 4,74 | 2,49 | 1,61 | 1,3 | 0,21 | 0 | - | 0,982 | |
| | 5,76 | 0,29 | 61,77 | 8,21 | 10,19 | 3,4 | 4,53 | 2,47 | 1,64 | 1,51 | 0,21 | 0,01 | - | 0,993 | |
| К _{1nc} 2 | 4,21 | 0,18 | 78,61 | 4,3 | 4,62 | 1,83 | 2,73 | 1,73 | 1,01 | 0,92 | 0,19 | - | - | 0,8 | |
| | 3,14 | 0,05 | 79,84 | 4,63 | 4,14 | 2,52 | 2,12 | 1,42 | 0,79 | 0,99 | 0,34 | - | - | 0,793 | |
| | 2,76 | 0,81 | 81,71 | 4,03 | 3,87 | 2,11 | 1,88 | 1 | 0,65 | 0,82 | 0,33 | 0,03 | - | 0,764 | |
| | 3,37 | 0,35 | 80,05 | 4,32 | 4,21 | 2,15 | 2,24 | 1,38 | 0,82 | 0,91 | 0,29 | 0,03 | - | 0,786 | |
| | 6,96 | 0,44 | 79,14 | 3,01 | 3,87 | 2,09 | 1,32 | 1,09 | 0,58 | 1,06 | 0,41 | 0,02 | - | 0,796 | |
| | 7,25 | 0,35 | 79,33 | 2,94 | 3,88 | 1,96 | 1,24 | 1,03 | 0,55 | 1,03 | 0,41 | 0,04 | - | 0,792 | |
| | 7,11 | 0,4 | 79,24 | 2,98 | 3,88 | 2,03 | 1,28 | 1,06 | 0,57 | 1,05 | 0,41 | 0,03 | - | 0,794 | |
| | 9,98 | 0,17 | 80,61 | 1,61 | 1,88 | 3,51 | 0,62 | 0,83 | 0,24 | 0,75 | 0,24 | 0 | - | 0,777 | |
| | 11 | 0,2 | 77,41 | 1,81 | 1,17 | 3,53 | 0,79 | 0,89 | 0,3 | 0,77 | 0,28 | 0,02 | - | 0,812 | |
| | 10,49 | 0,19 | 79,01 | 1,71 | 1,53 | 3,42 | 0,71 | 0,86 | 0,27 | 0,76 | 0,26 | 0,02 | - | 0,795 | |
| | 10,82 | 0,19 | 78,3 | 2,08 | 2,29 | 3,31 | 0,73 | 0,98 | 0,3 | 0,87 | 0,11 | 0,02 | - | 0,801 | |
| 7,95 | 0,28 | 79,15 | 2,77 | 2,98 | 2,73 | 1,24 | 1,07 | 0,49 | 0,9 | 0,27 | 0,03 | - | 0,794 | | |

Таблица 2.3.4 – Компонентный состав свободного газа

| Залежь | Содержание компонентов, в % об. | | | | | | | | | | | | Плотность, кг/м ³ | | Вязкость расчетная мПа*с |
|-----------------|---------------------------------|------|-------|------|--------|---------|---------|----------|----------|--------|--------|-------|------------------------------|--------------------|--------------------------------|
| | угл. газ | азот | метан | этан | пропан | i-бутан | n-бутан | i-пентан | n-пентан | гексан | гептан | октан | ст. усл. | относи- тельная | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| Западный блок | | | | | | | | | | | | | | | |
| К _{1a} | 2,27 | 2,30 | 95,98 | 0,51 | 0,12 | 0,27 | 0,02 | 0,04 | 0,01 | 0,33 | 0,04 | 0,00 | - | 0,586 | - |
| | 0,17 | 2,70 | 95,32 | 1,55 | 0,13 | 0,07 | 0,01 | 0,02 | 0,00 | 0,03 | 0,02 | 0,00 | - | 0,579 | - |

2.3.4 Состав пластовых вод

Месторождение Морское, включая блок Огайское находится в пределах Прикаспийского гидрогеологического бассейна и приурочено к Южно-Эмбинскому району.

Минерализация вод **четвертичных отложений** высокая.

Минерализация **палеогенского горизонта** определена по одной пробе со скважины 113-Ог Огайского блока и составляет 116,5 г/л, по классификации относится к рассолам хлоркальциевого типа, характеризуется общей жесткостью 1791,34 мг-экв.

Из **альбского горизонта** отобрано 36 проб воды и 7 проб совместно с аптскими горизонтами, в котором плотность составляет от 1,087 г/см³ до 1,159 г/см³. Подземные воды по классификации В.А.Сулина имеют хлоркальциевый тип, слабо сульфатные. Минерализация подземных вод альбского горизонта колеблется от 121,1 до 193,3 г/л и с общей жесткостью - 247-528мг-экв/л.

Из **аптского горизонта** отобраны 47 проб и 7 проб совместно с альбскими горизонтами. Подземные воды по классификации В. А. Сулина по химическому составу являются рассолами хлоркальциевого типа, слабо сульфатные, плотностью 1,089-1,129г/см³ с минерализацией от 121,1 до 210,9 г/л и характеризуется колебаниями общей жесткости от 247 до 740 мг-экв/л.

Воды **неокомских горизонтов** изучены по 11 пробам. Минерализация подземных вод колеблется в широком диапазоне 133,3 - 236 г/л при колебаниях плотности 1,094-1,161 г/см³, характеризуется общей жесткостью, которая колеблется 348-648 мг-экв/л. По классификации В.А.Сулина относится к рассолам хлоркальциевого типа.

Подземные воды **верхнеюрского горизонта** изучены по анализу одной пробы воды из скважины 1 (Восточный блок). Подземные воды характеризуются плотностью 1,13 г/см³. Минерализация составляет 166,2 г/л, по классификации В.А.Сулина относится к рассолам хлоркальциевого типа. Общая жесткость юрских вод обусловлена суммарным содержанием Са²⁺ и Mg²⁺ и исходя из значений данных компонентов, является очень жесткой.

Подземные воды **среднеюрских отложений** охарактеризованы одной пробой со скважины 65, определены только плотность равная 1,1655 г/см³ и минерализация - 252,1 г/л.

Таблица 2.3.5 – Характеристика пластовой воды и содержания ионов и примесей по залежам

| Горизонт | Характеристика и содержание | По состоянию на 01.01.2022 | | | | |
|------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|------|--------------------|------------------|--------|
| | | Кол-во исслед-х | | Диапазон изменения | Среднее значение | |
| | | скв | проб | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | |
| Восточный блок | | | | | | |
| K _{1a} l ₃ 1-3 | Плотность, кг/см ³ | 1 | 1 | - | 1,122 | |
| | Общая минерализация, г/л | 1 | 1 | - | 187,6 | |
| | Водородный показатель (рН) | - | - | - | 6,33 | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 1 | 1 | - | 500 | |
| | Тип воды | | | | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | - | - | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | 1 | 1 | - | 0,04 |
| | | Брома | - | - | - | 11,08 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 1 | 1 | - | 3258 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 1 | 1 | - | отс |
| | | HCO ₃ ⁻ | 1 | 1 | - | 5,4 |
| | | Ca ²⁺ | 1 | 1 | 270-285 | 265 |
| | | Mg ²⁺ | 1 | 1 | 170-175 | 235 |
| | Na ⁺ + K ⁺ | 1 | 1 | 2921,1-2940,7 | 2763,4 | |
| K _{1a} l ₃ 3-3 | Плотность, кг/см ³ | 4 | 14 | 1,099-1,131 | 1,115 | |
| | Общая минерализация, г/л | 4 | 14 | 147,0-192,7 | 167,1 | |
| | Водородный показатель (рН) | 4 | 14 | 5,91-7,90 | 6,61 | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 4 | 14 | 205-520 | 426 | |
| | Тип воды | 4 | 14 | - | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | 4 | 14 | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | 4 | 13 | 0,03-2,54 | 0,47 |
| | | Брома | 4 | 13 | 0,66-20,3 | 9 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 4 | 14 | 2539,7-3348,5 | 2871,5 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 4 | 14 | 0,77-3,94 | 3 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 4 | 14 | 1,4-11,0 | 4,6 |
| | | Ca ²⁺ | 4 | 14 | 67,9-280,0 | 235,4 |
| | | Mg ²⁺ | 4 | 14 | 96,3-265,0 | 190,8 |
| | Na ⁺ + K ⁺ | 4 | 14 | 2195,8-2845,8 | 2456,7 | |
| K _{1a} l ₁ 3-1 | Плотность, кг/см ³ | 1 | 1 | - | 1,119 | |
| | Общая минерализация, г/л | 1 | 1 | - | 168,1 | |
| | Водородный показатель (рН) | 1 | 1 | - | 6,75 | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 1 | 1 | - | 400 | |
| | Тип воды | 1 | 1 | - | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | 1 | 1 | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | 1 | 1 | - | - |
| | | Брома | 1 | 1 | - | - |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 1 | 1 | - | 2906 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 1 | 1 | - | 0,98 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 1 | 1 | - | 4,2 |
| | | Ca ²⁺ | 1 | 1 | - | 270 |
| | | Mg ²⁺ | 1 | 1 | - | 130 |
| | Na ⁺ + K ⁺ | 1 | 1 | - | 2511,2 | |
| K _{1a} | Плотность, кг/см ³ | 14 | 47 | 1,114-1,143 | 1,127 | |
| | Общая минерализация, г/л | 14 | 47 | 148,2-210,9 | 180,6 | |
| | Водородный показатель (рН) | 14 | 47 | 5,33-7,78 | 6,76 | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 14 | 47 | 362-740 | 468 | |
| | Тип воды | 14 | 47 | - | ХК | |

Продолжение таблицы 2.3.5

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | |
|--|----------------------------------|----------------------------------|----|----|---------------|--------|
| | Содержание железа, мг/л | 14 | 47 | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | 14 | 47 | 0,03-12,84 | 2,6 |
| | | Брома | 14 | 47 | 0,09-231,6 | 39,4 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 14 | 47 | 2570,7-3653,0 | 3030,4 |
| K _{1a} | Содержание ионов, мг-экв/л | SO ₄ ²⁻ | 14 | 47 | 0,7-3,73 | 1,7 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | HCO ₃ ⁻ | 14 | 47 | 0,2-7,4 | 3,7 |
| | | Ca ²⁺ | 14 | 47 | 142,9-560,0 | 263,1 |
| | | Mg ²⁺ | 14 | 47 | 140,0-392,4 | 204 |
| | Na ⁺ + K ⁺ | 14 | 47 | | 2670,1 | |
| K _{1a} +K _{1a1} 3-2 | Плотность, кг/см ³ | | 2 | 2 | 1,116-1,128 | 1,122 |
| | Общая минерализация, г/л | | 2 | 2 | 151,9-163,5 | 157,7 |
| | Водородный показатель (рН) | | 2 | 2 | 7,44-7,58 | 7,51 |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | | 2 | 2 | 377-383 | 380 |
| | Тип воды | | 2 | 2 | - | ХК |
| | Содержание железа, мг/л | | 2 | 2 | - | - |
| | Содержание, мг/л | Йода | 2 | 1 | - | 12,78 |
| | | Брома | 2 | 1 | - | 216,1 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 2 | 2 | 2627,7-2833 | 2730,4 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | SO ₄ ²⁻ | 2 | 2 | 0,6-0,8 | 0,7 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 2 | 2 | 2,5-3,7 | 3,1 |
| | | Ca ²⁺ | 2 | 2 | 193,1-231,2 | 212,2 |
| | | Mg ²⁺ | 2 | 2 | 146,1-189,8 | 168 |
| | | Na ⁺ + K ⁺ | 2 | 2 | 2260,1-2459 | 2359,6 |
| | | | | | | |
| K _{1a} +K _{1a1} 3-3 | Плотность, кг/см ³ | | 2 | 3 | 1,117-1,130 | 1,124 |
| | Общая минерализация, г/л | | 2 | 3 | 169,5-170,3 | 169,9 |
| | Водородный показатель (рН) | | 2 | 3 | 6,99-7,04 | 7,02 |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | | 2 | 3 | 337-480 | 409 |
| | Тип воды | | 2 | 3 | - | ХК |
| | Содержание железа, мг/л | | 2 | 3 | - | - |
| | Содержание, мг/л | Йода | 2 | 3 | - | 11,69 |
| | | Брома | 2 | 3 | - | 220,7 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 2 | 3 | 2932,6-2947,3 | 2940 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | SO ₄ ²⁻ | 2 | 3 | отс-2,2 | 1,1 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 2 | 3 | 2,8-6,6 | 4,7 |
| | | Ca ²⁺ | 2 | 3 | 206,7-280 | 243,4 |
| | | Mg ²⁺ | 2 | 3 | 130,7-200,0 | 165,4 |
| | | Na ⁺ + K ⁺ | 2 | 3 | 2470,0-2609,2 | 2539,6 |
| | | | | | | |
| K _{1a} +K _{1a1} | Плотность, кг/см ³ | | 2 | 2 | 1,116-1,124 | 1,12 |
| | Общая минерализация, г/л | | 2 | 2 | 155,3-181,4 | 168,4 |
| | Водородный показатель (рН) | | 2 | 2 | 6,88-7,22 | 7,05 |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | | 2 | 2 | 375-520 | 448 |
| | Тип воды | | 2 | 2 | - | ХК |
| | Содержание железа, мг/л | | 2 | 2 | - | - |
| | Содержание, мг/л | Йода | 2 | 2 | - | - |
| | | Брома | 2 | 2 | - | - |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 2 | 2 | 2684,1-3167,8 | 2926 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | SO ₄ ²⁻ | 2 | 2 | отс-0,5 | 0,25 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 2 | 2 | 4,9-7,0 | 6 |
| | | Ca ²⁺ | 2 | 2 | 229,8-240,0 | 234,9 |
| | | Mg ²⁺ | 2 | 2 | 145,3-280,0 | 212,7 |
| | | Na ⁺ + K ⁺ | 2 | 2 | 2319,6-2644,8 | 2482,2 |
| | | | | | | |

Продолжение таблицы 2.3.5

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | |
|-------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|---|-------------|---------------|--------|
| K _{1nc} | Плотность, кг/см ³ | 1 | 3 | 1,094-1,161 | 1,131 | |
| | Общая минерализация, г/л | 1 | 3 | 133,3-236,0 | 182,2 | |
| | Водородный показатель (pH) | 1 | 3 | 4,7-7,8 | 6,2 | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 1 | 3 | 432,1-648,0 | 561 | |
| | Тип воды | 1 | 3 | - | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | 1 | 3 | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | 1 | 1 | - | 3,28 |
| | | Брома | 1 | 1 | - | н/о |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 1 | 3 | 2249,1-4066,2 | 3137,3 |
| SO ₄ ²⁻ | | 1 | 3 | 2,4-29 | 18,7 | |
| HCO ₃ ⁻ | | 1 | 3 | 2,9-3,7 | 3,2 | |
| K _{1nc} | Содержание ионов, мг-экв/л | Ca ²⁺ | 1 | 3 | 288,0-325,7 | 301 |
| | | Mg ²⁺ | 1 | 3 | 106,4-360,1 | 260 |
| | | Na ⁺ + K ⁺ | 1 | 3 | 1913,6-3502,1 | 2623,2 |
| J ₃ | Плотность, кг/см ³ | 1 | 1 | - | 1,13 | |
| | Общая минерализация, г/л | 1 | 1 | - | 166,2 | |
| | Водородный показатель (pH) | 1 | 1 | - | - | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 1 | 1 | - | 492 | |
| | Тип воды | 1 | 1 | - | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | 1 | 1 | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | - | - | - | - |
| | | Брома | - | - | - | - |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 1 | 1 | - | 2898,4 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 1 | 1 | - | 21,4 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 1 | 1 | - | 2,65 |
| | | Ca ²⁺ | 1 | 1 | - | 0,38 |
| | | Mg ²⁺ | 1 | 1 | - | 492,1 |
| | Na ⁺ + K ⁺ | 1 | 1 | - | 2365 | |
| Западный блок | | | | | | |
| K _{1al3 1-1} | Плотность, кг/см ³ | 1 | 1 | - | 1,159 | |
| | Общая минерализация, г/л | 1 | 1 | - | 119,2 | |
| | Водородный показатель (pH) | 1 | 1 | - | 6,4 | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 1 | 1 | - | 397 | |
| | Тип воды | 1 | 1 | - | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | 1 | 1 | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | 3 | 4 | 0,2-12,65 | 5,3 |
| | | Брома | 3 | 4 | 5,85-217,8 | 105,4 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 1 | 1 | - | 2080,5 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 1 | 1 | - | 1,8 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 1 | 1 | - | 2,6 |
| | | Ca ²⁺ | 1 | 1 | - | 193 |
| | Mg ²⁺ | 1 | 1 | - | 204 | |
| | Na ⁺ + K ⁺ | 1 | 1 | - | 1688 | |
| K _{1al3 1-2} | Плотность, кг/см ³ | 1 | 1 | - | 1,097 | |
| | Общая минерализация, г/л | 1 | 1 | - | 141,1 | |
| | Водородный показатель (pH) | 1 | 1 | - | 6,8 | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 1 | 1 | - | 372 | |
| | Тип воды | 1 | 1 | - | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | 1 | 1 | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | 3 | 4 | 0,07-13,55 | 4,2 |
| Брома | | 3 | 4 | 3,76-329,6 | 143,9 | |

Продолжение таблицы 2.3.5

| 1 | 2 | | 3 | 4 | 5 | 6 |
|-----------------------|-------------------------------|----------------------------------|---|---------|---------------|--------|
| | Содержание ионов, | Cl ⁻ | 1 | 1 | - | 2444 |
| | мг-экв/л | SO ₄ ²⁻ | 1 | 1 | - | - |
| | | HCO ₃ ⁻ | 1 | 1 | - | 2,2 |
| | | Ca ²⁺ | 1 | 1 | - | 240,5 |
| | | Mg ²⁺ | 1 | 1 | - | 131,8 |
| | | Na ⁺ + K ⁺ | 1 | 1 | - | 2078,5 |
| K _{1al3} 1-3 | Плотность, кг/см ³ | | 2 | 2 | 1,152-1,159 | 1,156 |
| | Общая минерализация, г/л | | 2 | 2 | 119,2-193,3 | 156,3 |
| | Водородный показатель (pH) | | 2 | 2 | 6,0-6,4 | 6,2 |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | | 2 | 2 | 321-397 | 359 |
| | Тип воды | | 2 | 2 | - | ХК |
| | Содержание железа, мг/л | | 2 | 2 | - | - |
| | Содержание, | Йода | 1 | 1 | - | 0,57 |
| | мг/л | Брома | 1 | 1 | - | 20,1 |
| | Содержание ионов, | Cl ⁻ | 2 | 2 | 2080,5-3342,0 | 2711,3 |
| | мг-экв/л | SO ₄ ²⁻ | 2 | 2 | 0,3-1,8 | 1,1 |
| | HCO ₃ ⁻ | 2 | 2 | 2,0-2,6 | 2,3 | |
| K _{1al3} 1-3 | Содержание ионов, | Ca ²⁺ | 2 | 2 | 153,6-193,0 | 173,3 |
| | мг-экв/л | Mg ²⁺ | 2 | 2 | 167,6-204,0 | 185,8 |
| | | Na ⁺ + K ⁺ | 2 | 2 | 1688,0-3023,3 | 2355,7 |
| K _{1al2} 2-1 | Плотность, кг/см ³ | | 3 | 4 | 1,091-1,099 | 1,096 |
| | Общая минерализация, г/л | | 3 | 4 | 121,9-145,5 | 132 |
| | Водородный показатель (pH) | | 3 | 4 | 6,2-7,8 | 7,1 |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | | 3 | 4 | 369-446 | 409,3 |
| | Тип воды | | 3 | 4 | - | ХК |
| | Содержание железа, мг/л | | 3 | 4 | - | - |
| | Содержание, | Йода | 2 | 2 | 9,7-13,8 | 11,8 |
| | мг/л | Брома | 2 | 2 | 205,4-224,6 | 215 |
| | Содержание ионов, | Cl ⁻ | 3 | 4 | 2124,0-2501,1 | 2285,2 |
| | мг-экв/л | SO ₄ ²⁻ | 3 | 4 | отс-12,6 | 3,3 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 3 | 4 | 1,3-6,03 | 3,9 |
| | | Ca ²⁺ | 3 | 4 | 179,4-260,5 | 209 |
| | | Mg ²⁺ | 3 | 4 | 172,3-267,3 | 200,4 |
| | | Na ⁺ + K ⁺ | 3 | 4 | 1684,0-2048,8 | 1879,4 |
| K _{1al2} 2-4 | Плотность, кг/см ³ | | 1 | 1 | - | 1,099 |
| | Общая минерализация, г/л | | 1 | 1 | - | 148,7 |
| | Водородный показатель (pH) | | 1 | 1 | - | 6,12 |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | | 1 | 1 | - | 372 |
| | Тип воды | | 1 | 1 | - | ХК |
| | Содержание железа, мг/л | | 1 | 1 | - | - |
| | Содержание, | Йода | 1 | 1 | - | 1,05 |
| | мг/л | Брома | 1 | 1 | - | 33,93 |
| | Содержание ионов, | Cl ⁻ | 1 | 1 | - | 2574,3 |
| | мг-экв/л | SO ₄ ²⁻ | 1 | 1 | - | отс |
| | | HCO ₃ ⁻ | 1 | 1 | - | 2,6 |
| | | Ca ²⁺ | 1 | 1 | - | 235,5 |
| | | Mg ²⁺ | 1 | 1 | - | 136,8 |
| | | Na ⁺ + K ⁺ | 1 | 1 | - | 2209,9 |
| K _{1al3} 3-3 | Плотность, кг/см ³ | | 1 | 1 | - | 1,092 |
| | Общая минерализация, г/л | | 1 | 1 | - | 123,1 |
| | Водородный показатель (pH) | | 1 | 1 | - | 6,62 |

Продолжение таблицы 2.3.5

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | |
|--|----------------------------------|----------------------------------|---|---------------|---------------|--------|
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 1 | 1 | - | 322 | |
| | Тип воды | 1 | 1 | - | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | 1 | 1 | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | 1 | 1 | - | 9,13 |
| | | Брома | 1 | 1 | - | 190,2 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 1 | 1 | - | 2124 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 1 | 1 | - | 0,4 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 1 | 1 | - | 11,3 |
| | | Ca ²⁺ | 1 | 1 | - | 185 |
| | | Mg ²⁺ | 1 | 1 | - | 137 |
| | Na ⁺ + K ⁺ | 1 | 1 | - | 1815 | |
| K ₁ al ₃ 1- 1+ K ₁ al ₃ 1-2 | Плотность, кг/см ³ | 1 | 2 | 1,097-1,097 | 1,097 | |
| | Общая минерализация, г/л | 1 | 2 | 144,9-144,9 | 144,9 | |
| | Водородный показатель (рН) | 1 | 2 | 6,90-6,99 | 6,95 | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 1 | 2 | 525-528 | 526,5 | |
| | Тип воды | 1 | 2 | - | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | 1 | 2 | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | 1 | 2 | - | - |
| | | Брома | 1 | 2 | - | - |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 1 | 2 | 2523,4-2526,2 | 2524,8 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 1 | 2 | 4,8-4,8 | 4,8 |
| | HCO ₃ ⁻ | 1 | 2 | 2,0-2,5 | 2,3 | |
| K ₁ al ₃ 1- 1+ K ₁ al ₃ 1-2 | Содержание ионов, мг-экв/л | Ca ²⁺ | 1 | 2 | 310,0-310,6 | 310,3 |
| | | Mg ²⁺ | 1 | 2 | 215,0-217,8 | 216,4 |
| | | Na ⁺ + K ⁺ | 1 | 2 | 2008-2008 | 2008 |
| K ₁ al ₃ 1-3 + K ₁ al ₂ 2- 1 | Плотность, кг/см ³ | 1 | 2 | 1,095-1,099 | 1,097 | |
| | Общая минерализация, г/л | 1 | 2 | 132,3-140,1 | 136,2 | |
| | Водородный показатель (рН) | 1 | 2 | 5,9-7,6 | 6,8 | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 1 | 2 | 403-453 | 428 | |
| | Тип воды | 1 | 2 | - | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | 1 | 2 | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | 1 | 2 | - | 8,14 |
| | | Брома | 1 | 2 | - | 341,1 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 1 | 2 | 2299,7-2437,8 | 2368,8 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 1 | 2 | отс-0,8 | 0,4 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 1 | 2 | 1,1-1,9 | 1,5 |
| | | Ca ²⁺ | 1 | 2 | 248,3-280,6 | 264,5 |
| | | Mg ²⁺ | 1 | 2 | 154,8-172,3 | 163,6 |
| | Na ⁺ + K ⁺ | 1 | 2 | 1903,4-1992,7 | 1948,1 | |
| K ₁ nc 3-А | Плотность, кг/см ³ | 2 | 3 | 1,107-1,147 | 1,129 | |
| | Общая минерализация, г/л | 2 | 3 | 139,0-206,8 | 172,2 | |
| | Водородный показатель (рН) | 2 | 3 | 6,0-7,7 | 6,6 | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 2 | 3 | 348-423 | 379 | |
| | Тип воды | 2 | 3 | - | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | 2 | 3 | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | 1 | 2 | 0,27-3,95 | 7,1 |
| | | Брома | 1 | 2 | 4,93-219,1 | 112 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 2 | 3 | 2406,4-3574,8 | 2987,7 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 2 | 3 | отс-1,2 | 0,5 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 2 | 3 | 0,8-2,7 | 1,9 |
| | Ca ²⁺ | 2 | 3 | 58,0-260,5 | 183,5 | |

Продолжение таблицы 2.3.5

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | |
|--|----------------------------------|----------------------------------|---|---------------|---------------|---------|
| | Mg ²⁺ | 2 | 3 | 133,2-290,0 | 195,1 | |
| | Na ⁺ + K ⁺ | 2 | 3 | 2049,4-3159,4 | 2615,3 | |
| K _{1a} +K _{1nc} 1-A | Плотность, кг/см ³ | 1 | 1 | - | 1,125 | |
| | Общая минерализация, г/л | 1 | 1 | - | 158,3 | |
| | Водородный показатель (рН) | 1 | 1 | - | 6,6 | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 1 | 1 | - | 321 | |
| | Тип воды | 1 | 1 | - | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | 1 | 1 | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | 1 | 1 | - | 11,2 |
| | | Брома | 1 | 1 | - | 205,4 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 1 | 1 | - | 2756,7 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 1 | 1 | - | 0,15 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 1 | 1 | - | 2,65 |
| | | Ca ²⁺ | 1 | 1 | - | 49,89 |
| | | Mg ²⁺ | 1 | 1 | - | 270,82 |
| | Na ⁺ + K ⁺ | 1 | 1 | - | 2438,78 | |
| Блок Огайское | | | | | | |
| K _{1a} 3 0-1 | Плотность, кг/см ³ | 2 | 2 | 1,097-1,105 | 1,101 | |
| | Общая минерализация, г/л | 2 | 2 | 127,8-157,3 | 142,6 | |
| | Водородный показатель (рН) | 2 | 2 | 6,73-6,80 | 6,77 | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 2 | 2 | 374,6-495,0 | 434,8 | |
| | Тип воды | 2 | 2 | - | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | 2 | 2 | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | 2 | 2 | 0,25-10,26 | 5,26 |
| | | Брома | 2 | 2 | 6,01-203,70 | 104,86 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 2 | 2 | 1512,0-2736,8 | 2124,4 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 2 | 2 | 0,32-1,04 | 0,68 |
| K _{1a} 3 0-1 | Содержание ионов, мг-экв/л | HCO ₃ ⁻ | 2 | 2 | 3,82-4,20 | 4,01 |
| | | Ca ²⁺ | 2 | 2 | 227,7-280,0 | 253,8 |
| | | Mg ²⁺ | 2 | 2 | 146,9-215,0 | 180,9 |
| | | Na ⁺ + K ⁺ | 2 | 2 | 1848,9-2247,0 | 2047,9 |
| K _{1a} 3 1-2 | Плотность, кг/см ³ | 1 | 1 | - | 1,093 | |
| | Общая минерализация, г/л | 1 | 1 | - | 121,1 | |
| | Водородный показатель (рН) | 1 | 1 | - | 6,8 | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 1 | 1 | - | 371,9 | |
| | Тип воды | 1 | 1 | - | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | 1 | 1 | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | 1 | 1 | - | 11,1 |
| | | Брома | 1 | 1 | - | 200,1 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 1 | 1 | - | 2097,63 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 1 | 1 | - | 0,22 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 1 | 1 | - | 5,87 |
| | | Ca ²⁺ | 1 | 1 | - | 255,2 |
| | | Mg ²⁺ | 1 | 1 | - | 116 |
| | Na ⁺ + K ⁺ | 1 | 1 | - | 1731,86 | |
| K _{1a} 1 3-3 | Плотность, кг/см ³ | 1 | 1 | - | 1,134 | |
| | Общая минерализация, г/л | 1 | 1 | - | 184,9 | |
| | Водородный показатель (рН) | 1 | 1 | - | 6 | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 1 | 1 | - | 413 | |
| | Тип воды | 1 | 1 | - | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | 1 | 1 | - | - | |

Продолжение таблицы 2.3.5

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | |
|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|---|------|---------------|--------|
| | Содержание, мг/л | Йода | 1 | 1 | - | |
| | | Брома | 1 | 1 | - | |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 1 | 1 | - | 3202 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 1 | 1 | - | 0,4 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 1 | 1 | - | 3,4 |
| | | Ca ²⁺ | 1 | 1 | - | 171 |
| | | Mg ²⁺ | 1 | 1 | - | 242 |
| Na ⁺ + K ⁺ | 1 | 1 | - | 2793 | | |
| К _{1а} | Плотность, кг/см ³ | | 2 | 3 | 1,089-1,131 | 1,116 |
| | Общая минерализация, г/л | | 2 | 3 | 129,3-187,6 | 166,5 |
| | Водородный показатель (рН) | | 2 | 3 | 6,2-6,5 | 6,3 |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | | 2 | 3 | 470-540 | 394,4 |
| | Тип воды | | 2 | 3 | - | ХК |
| | Содержание железа, мг/л | | 2 | 3 | - | - |
| | Содержание, мг/л | Йода | 2 | 3 | 0,4-15,5 | 5,5 |
| | | Брома | 2 | 3 | 0,92-203,7 | 72,4 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 2 | 3 | 2254,3-3258,0 | 2892,1 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 2 | 3 | отс-0,7 | 0,35 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 2 | 3 | 2,0-6,2 | 4,5 |
| | | Ca ²⁺ | 2 | 3 | 260,0-353,9 | 291,5 |
| | | Mg ²⁺ | 2 | 3 | 186,3-212,8 | 203 |
| | | Na ⁺ + K ⁺ | 2 | 3 | 1720,9-2790,0 | 2404,5 |
| К _{1пс 2} | Плотность, кг/см ³ | | 3 | 4 | 1,083-1,134 | 1,112 |
| | Общая минерализация, г/л | | 3 | 4 | 115,4-170,1 | 150,4 |
| | Водородный показатель (рН) | | 3 | 4 | 6,0-8,0 | 6,9 |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | | 3 | 4 | 267,0-515,9 | 348,5 |
| | Тип воды | | 3 | 4 | - | ХК |
| | Содержание железа, мг/л | | 3 | 4 | - | - |
| | Содержание, мг/л | Йода | 3 | 4 | 0,6-15,6 | 7,2 |
| | | Брома | 3 | 4 | 0,6-223,9 | 127,2 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 3 | 4 | 1992,6-2929,8 | 2597,2 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 3 | 4 | 1,04-7,5 | 3,1 |
| К _{1пс 2} | Содержание ионов, мг-экв/л | HCO ₃ ⁻ | 3 | 4 | 0,4-9,2 | 4,9 |
| | | Ca ²⁺ | 3 | 4 | 122,2-284,6 | 198,6 |
| | | Mg ²⁺ | 3 | 4 | 105,2-231,3 | 149,8 |
| | | Na ⁺ + K ⁺ | 3 | 4 | 1737,8-2597,5 | 2259,9 |
| К _{1пс 6} | Плотность, кг/см ³ | | 1 | 1 | - | 1,152 |
| | Общая минерализация, г/л | | 1 | 1 | - | 223 |
| | Водородный показатель (рН) | | 1 | 1 | - | 7,49 |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | | 1 | 1 | - | 430 |
| | Тип воды | | 1 | 1 | - | ХК |
| | Содержание железа, мг/л | | 1 | 1 | - | - |
| | Содержание, мг/л | Йода | 1 | 1 | - | - |
| | | Брома | 1 | 1 | - | - |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 1 | 1 | - | 3846 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 1 | 1 | - | 7,4 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 1 | 1 | - | 0,8 |
| | | Ca ²⁺ | 1 | 1 | - | 280 |
| | | Mg ²⁺ | 1 | 1 | - | 150 |
| Na ⁺ + K ⁺ | | 1 | 1 | - | 3424,2 | |
| К _{1пс 1-А} | Плотность, кг/см ³ | | 1 | 1 | - | 1,135 |

Продолжение таблицы 2.3.5

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | |
|----|----------------------------------|----------------------------------|---|---|--------|--------|
| | Общая минерализация, г/л | 1 | 1 | - | 116,5 | |
| | Водородный показатель (рН) | 1 | 1 | - | 7,6 | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 1 | 1 | - | 314 | |
| | Тип воды | 1 | 1 | - | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | 1 | 1 | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | 1 | 1 | - | - |
| | | Брома | 1 | 1 | - | - |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 1 | 1 | - | 2965,9 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 1 | 1 | - | 2,3 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 1 | 1 | - | 1,3 |
| | | Ca ²⁺ | 1 | 1 | - | 178,9 |
| | | Mg ²⁺ | 1 | 1 | - | 135,5 |
| | | Na ⁺ + K ⁺ | 1 | 1 | - | 2660,2 |
| Pg | Плотность, кг/см ³ | 1 | 1 | - | 1,18 | |
| | Общая минерализация, г/л | 1 | 1 | - | 116,5 | |
| | Водородный показатель (рН) | 1 | 1 | - | 7,2 | |
| | Общая жесткость, мг-экв/л | 1 | 1 | - | 1791 | |
| | Тип воды | 1 | 1 | - | ХК | |
| | Содержание железа, мг/л | 1 | 1 | - | - | |
| | Содержание, мг/л | Йода | 1 | 1 | - | 8,12 |
| | | Брома | 1 | 1 | - | 185,2 |
| | Содержание ионов, мг-экв/л | Cl ⁻ | 1 | 1 | - | 2015,9 |
| | | SO ₄ ²⁻ | 1 | 1 | - | 0,88 |
| | | HCO ₃ ⁻ | 1 | 1 | - | 6,19 |
| | | Ca ²⁺ | 1 | 1 | - | 265,9 |
| | | Mg ²⁺ | 1 | 1 | - | 99,7 |
| | Na ⁺ + K ⁺ | 1 | 1 | - | 1657,3 | |

2.4 Оценка изменения физико-гидродинамических характеристик продуктивных горизонтов

Всего по месторождению на лабораторные анализы отобрано 2315 образцов, в интервале продуктивного разреза исследовано 2204, из них без визуальных повреждений 1744 образцов и 1357 представляющих коллектор.

Связь проницаемости с пористостью. После подсчёта запасов 2019 г определение пористости и проницаемости выполнено на 17 учтённых образцах альба и 24 неокома. Новые данные не повлияли, как и следовало ожидать, на вид зависимостей $K_{пр}=f(K_{п})$, принятых для этих отложений ранее (рис. 2.4.1). Сопоставление $K_{п}$ – $K_{пр}$ для апта и неокома описывается единым уравнением. Линии трендов практически сливаются с ранее рассчитанными.

$$\text{Альб} \quad K_{пр}=0,0025 * e^{36,08 * K_{п}} \quad R^2 = 0,83 \quad (2.4.1)$$

$$\text{Апт+неоком} \quad K_{пр}=0,0026 * e^{39,223 * K_{п}} \quad R^2 = 0,71 \quad (2.4.2)$$

Высокие коэффициенты аппроксимации связей позволяют рекомендовать их для определения пористости.

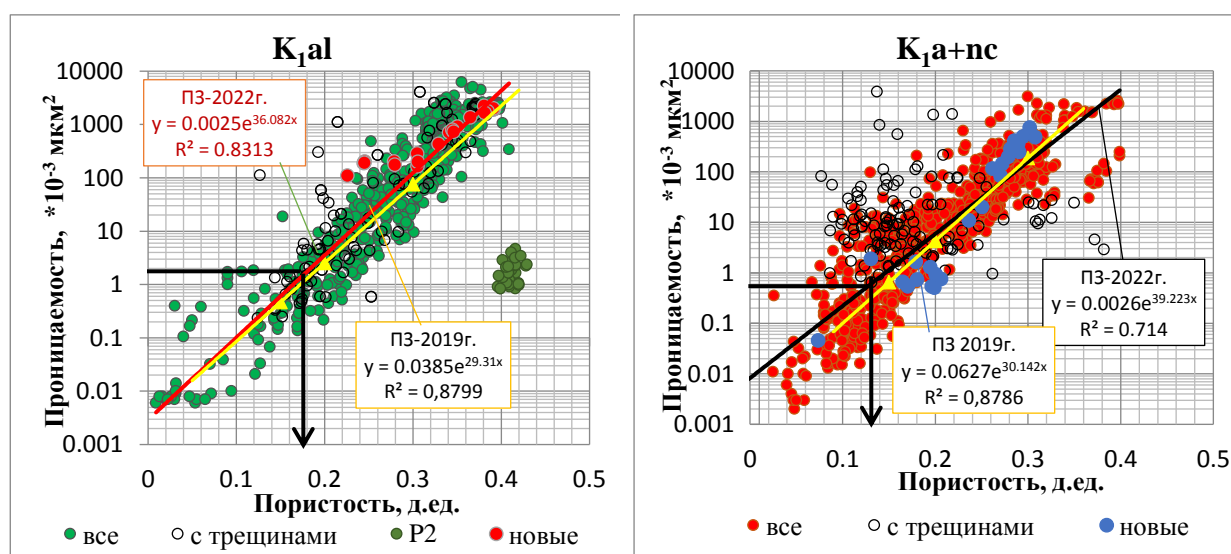


Рисунок 2.4.1 – Связь проницаемости с пористостью

На графике связи $K_{пр}=f(K_{п})$ для альба принятому граничному значению проницаемости $2 * 10^{-3} \text{мкм}^2$, соответствует пористость 0,175 д.ед., для апта+неокома граничному значению проницаемости $0,5 * 10^{-3} \text{мкм}^2$ соответствует пористость 0,136 д.ед., что близко принятой ранее 0,14 д.ед.

Сопоставление проницаемости с объемной глинистостью. На рисунке 2.4.2 представлена связь проницаемости с объемной глинистостью с добавлением новых данных. Несмотря на значительный разброс точек, на обоих рисунках прослеживается уменьшение

проницаемости с увеличением глинистости. При граничном значении $K_{пр}=2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ для альба и $K_{пр}=0,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ апт+неокома граничное значение $K_{гл}$ принято равным 0,34 д.ед. для продуктивных отложений нижнего мела.

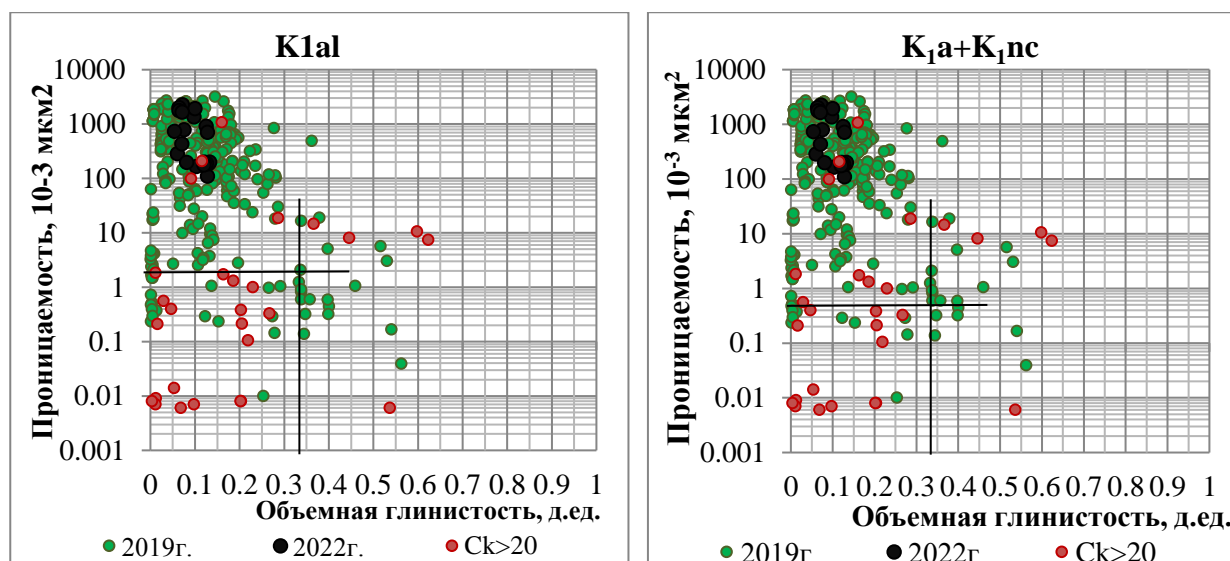


Рисунок 2.4.2 а, б – Сопоставление проницаемости с объёмной глинистостью

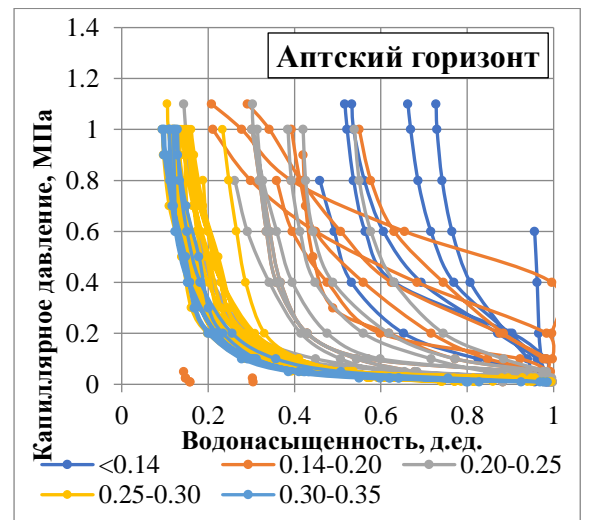
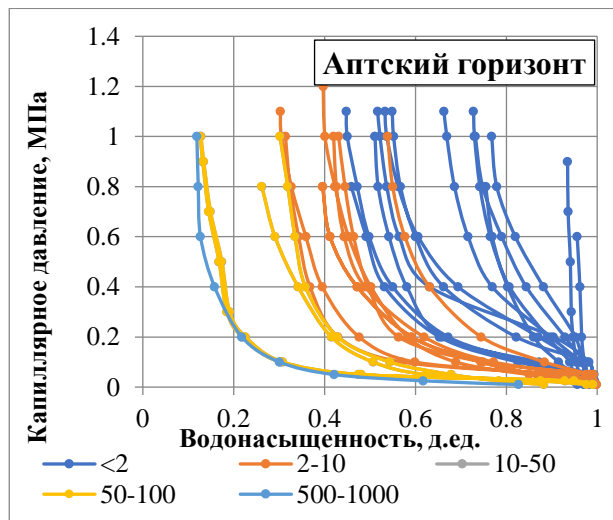
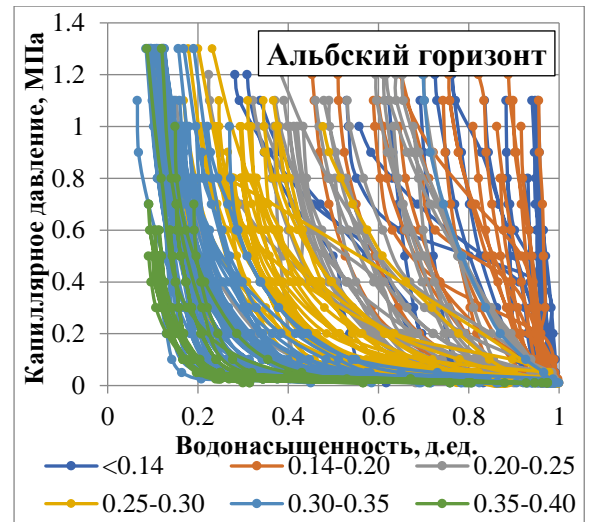
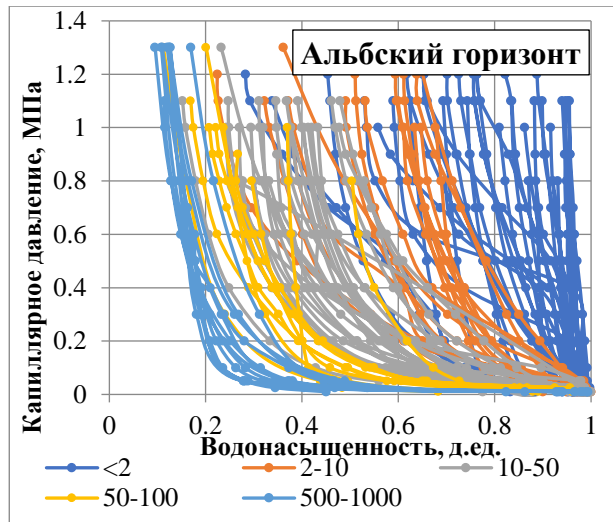
Кривые капиллярного давления. ККД выполнены на 326 старых образцах (170 альба, 60 апта и 96 неокома), на 20 новых (15 обр. неокома - скважина ЮЗМ-1 с пористостью в диапазоне $K_{п}=0,2-0,24$ д.ед. и проницаемостью от $0,50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $489,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, 12 обр. альба - скважина 185-Ог с пористостью в диапазоне $K_{п}=0,25-0,35$ д.ед. и проницаемостью от $0,50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $489,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). ККД выполнены методом полупроницаемой мембраны. Достигнутое капиллярное давление соответствует 1,2 МПа. На рис.2.4.3 представлены все выполненные на образцах керна месторождения кривые капиллярного давления по диапазонам проницаемости рис.2.4.3а и пористости рис.2.4.3б. На подавляющем количестве образцов достигнута неснижаемая водонасыщенность, величина которой изменяется от 0,10 д.ед. и до 0,90 д.ед. и более. Кривые дифференцированы по диапазонам пористости и проницаемости. Исходные данные по новым скважинам приведены в таблице 2.4.1

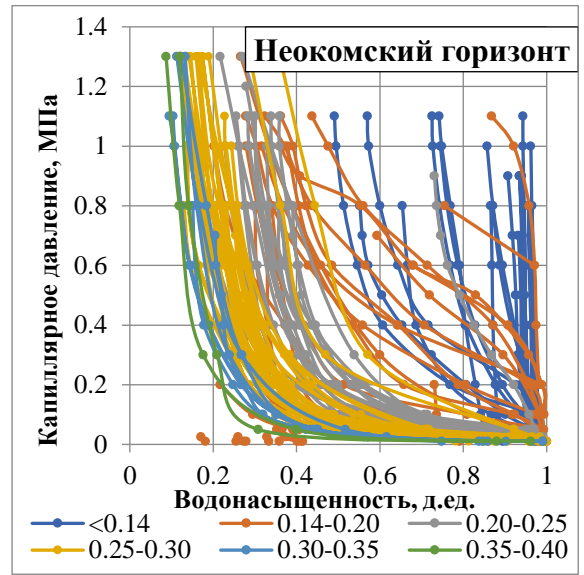
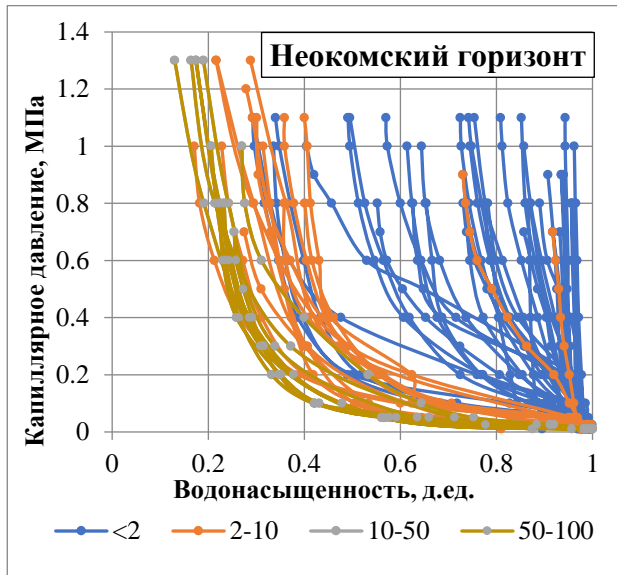
Определение остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) коллекторов выполнено на 353 образцах, где остаточная водонасыщенность была определена методом центрифуги.

На графиках 2.4.4 наблюдается полное соответствие новых определений $S_{ов}$ с выполненными ранее в ПЗ-2019г. При относительной проницаемости нефти, равной

$2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ для альба соответствует $S_{ов}=0,58$ д.ед., для отложений апта и неокома граничному значению проницаемости $0,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, остаточная водонасыщенность будет равна 0,62 д.ед. Близкие значения получены и при сопоставлении $S_{ов}$ с пористостью: для

альфа граничному значению $K_p=0,16$ д.ед соответствует значение остаточной водонасыщенности $0,70$ д.ед, для апт-неокома пористости $0,14$ д.ед - $S_{ov} 0,65$ д.ед. Следует отметить, что связи остаточной водонасыщенности с пористостью характеризуются несколько меньшими коэффициентами аппроксимации, чем с проницаемостью, но также высоки, что позволяет использовать их в зоне предельного нефтенасыщения как альтернативный метод для определения $K_{нг}$.

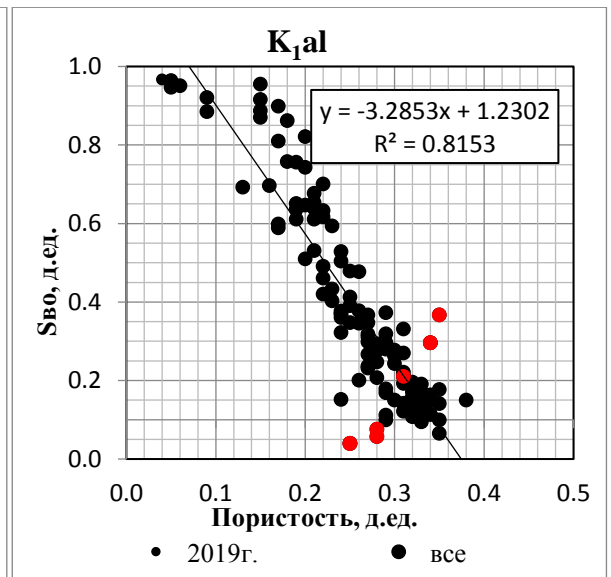
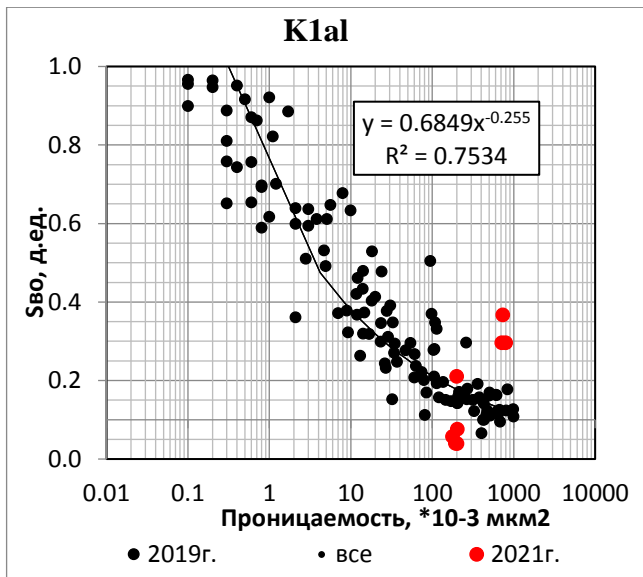




а

б

Рисунок 2.4.3 – Кривые капиллярного давления



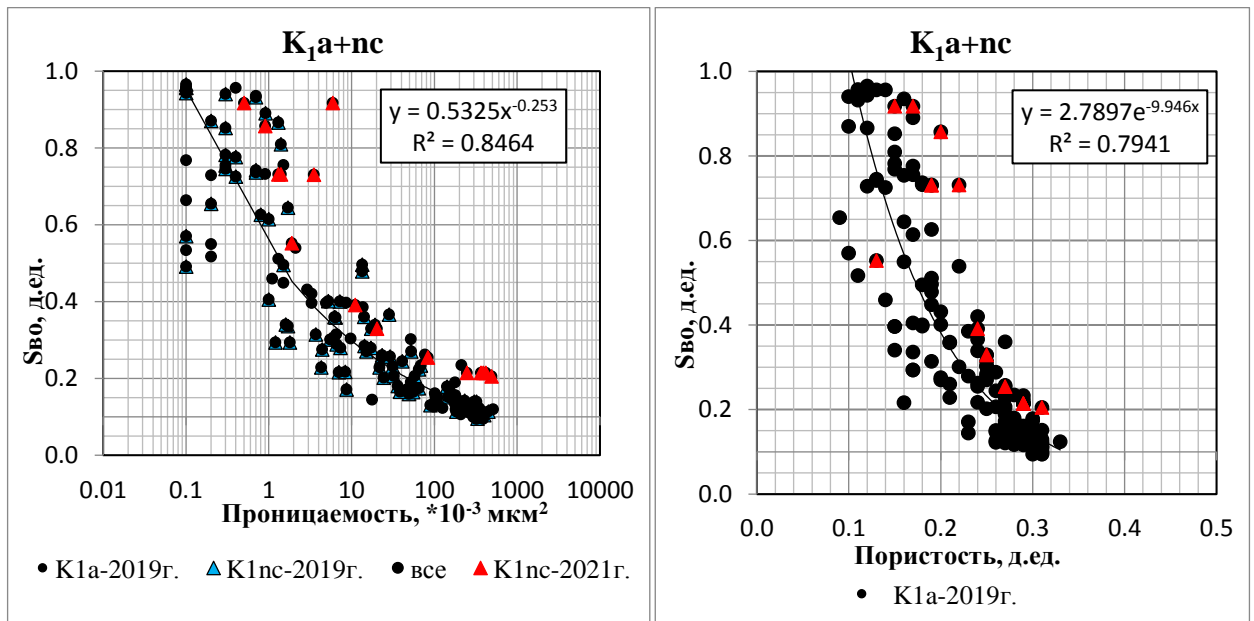


Рисунок 2.4.4 – Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости и пористости для продуктивных отложений

граничному значению проницаемости $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность будет равна 0,62 д.ед. Близкие значения получены и при сопоставлении $S_{в0}$ с пористостью: для альба: граничному значению $K_p = 0,16$ д.ед соответствует значение остаточной водонасыщенности 0,70 д.ед, для апт-неокома пористости 0,14 д.ед значение $S_{в0}$ 0,65 д.ед. Следует заметить, что связи остаточной водонасыщенности с пористостью характеризуются несколько меньшими коэффициентами аппроксимации, чем с проницаемостью, но также высоки, что позволяет использовать их в зоне предельного нефтенасыщения как альтернативный метод для определения $K_{нг}$.

Все связи описываются уравнениями с высокими коэффициентами аппроксимации, причём связь остаточной водонасыщенности с проницаемостью более тесная, чем с пористостью.

Альб:

$$K_{в0} = 1,23 \cdot 10^{-3,2853} \cdot K_p \quad R^2 = 0,815 \quad (2.4.3)$$

$$K_{в0} = 0,6849 e^{-0,255 \cdot K_{пр}} \quad R^2 = 0,838 \quad (2.4.4)$$

Апт+неоком:

$$K_{в0} = 2,7897 \cdot e^{-9,946 \cdot K_p} \quad R^2 = 0,70 \quad (2.4.5)$$

$$K_{в0} = 0,5325 \cdot K_{пр}^{-0,253} \quad R^2 = 0,776 \quad (2.4.6)$$

Коэффициент вытеснения нефти водой, остаточная нефтенасыщенность, относительная фазовая проницаемость для нефти и воды. Коэффициент вытеснения нефти водой определялся на образцах керна, отобранных из скважин 80-Ог (палеоген), 185-

Ог (альб), ЮЗМ-1 (неоком). Для эксперимента было взято 12 образцов с проницаемостью от $2,05 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $2250 \cdot 10^{-3}$ мкм². Эксперимент проводился на пяти образцах и четырех составных моделях (по два образца). В таблице 2.4.2 приведены основные параметры образцов, компоновка их при создании модели. Графики зависимости коэффициента вытеснения от объема прокачки вытесняющей воды представлены на рис. 2.4.5. Судя по графикам коэффициент вытеснения выходит на асимптоту при прокачке более двух объемов воды.

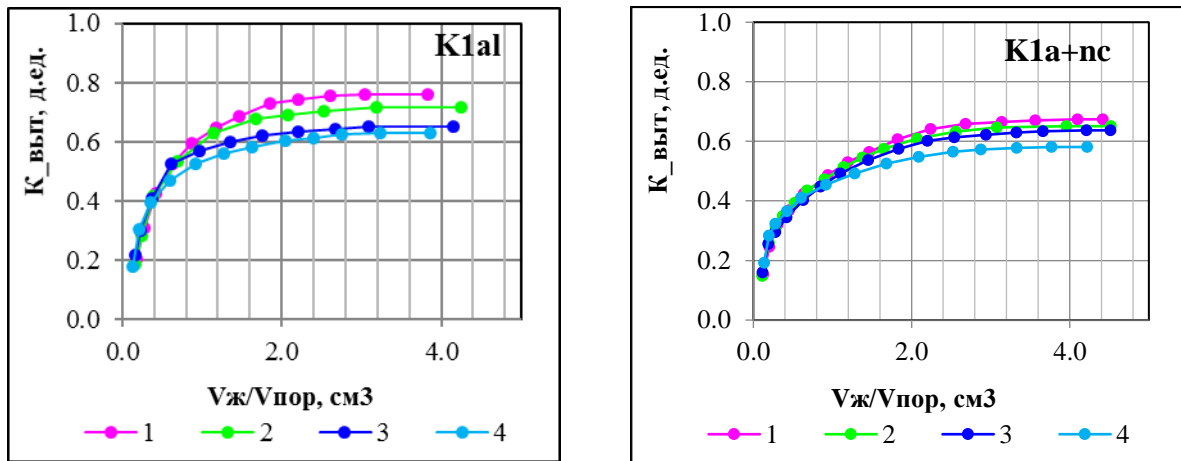


Рисунок 2.4.5 – Зависимость коэффициента вытеснения от объёма профильтрованной воды

К отчету, принимая во внимание новые, выполнено 112 определений коэффициент вытеснения. При сопоставлении $K_{\text{выт}}$ с $K_{\text{п}}/K_{\text{пр}}$ (рис. 2.4.6) можно заметить, что на керне альба по 60 экспериментам $K_{\text{выт}}$ изменяется от 38,2% до 79,8 %, среднее значение 61,1 %. По апту новых определений нет, коэффициент вытеснения, выполненный на 15 образцах к предыдущему подсчёту, изменяется от 44,2 % до 74,1 %, среднее значение 59,8 %. По неокомским отложениям коэффициент вытеснения с учётом новых определений выполнен на 37 образцах. Значения $K_{\text{выт}}$ изменяются от 44,3 % до 67,7 %, среднее значение 57,7 %.

Таблица 2.4.1 – Результаты капилляриметрических исследований на образцах керна

| № обр. | Кпр, *10 ³ мкм ² | Кп, % | Ков, % | Коэффициент водонасыщенности Кв (%) и параметр насыщения Рн при давлении Рс (Мпа) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------|--|---------|--------|---|-----|------------|------|-------------|-------|------------|-------|-----------|-------|-----------|-------|-----------|-------|-----------|-------|-----------|-------|-----------|-------|-----------|-------|-----------|-------|-----------|-------|------------|-------|---|
| | | | | Рс=0МПа | | Рс=0.01МПа | | Рс=0.025МПа | | Рс=0.05МПа | | Рс=0.1МПа | | Рс=0.2МПа | | Рс=0.3МПа | | Рс=0.4МПа | | Рс=0.5МПа | | Рс=0.6МПа | | Рс=0.7МПа | | Рс=0.8МПа | | Рс=0.9МПа | | Рс=1,0 Bar | | |
| | | | | Кв | Рн | Кв | Рн | Кв | Рн | Кв | Рн | Кв | Рн | Кв | Рн | Кв | Рн | Кв | Рн | Кв | Рн | Кв | Рн | Кв | Рн | Кв | Рн | Кв | Рн | Кв | Рн | |
| 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 | 31 | 32 | |
| 80-Ог | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | 1,05 | 39,25 | 58,7 | 100,0 | 1,0 | - | - | 96,8 | 1,11 | 95,3 | 1,14 | 94,6 | 1,19 | 92,2 | 1,22 | 89,4 | 1,3 | 83,4 | 1,4 | 76,4 | 1,81 | 68,1 | 2,18 | 62,3 | 2,39 | 58,7 | 2,73 | - | - | - | - | |
| 6 | 1,41 | 40,25 | 58,8 | 100,0 | 1,0 | - | - | 96,7 | 1,11 | 95,1 | 1,16 | 94,3 | 1,22 | 92,1 | 1,23 | 89,4 | 1,32 | 82,9 | 1,41 | 75,8 | 1,85 | 69,6 | 2,2 | 62,1 | 2,22 | 58,8 | 2,85 | - | - | - | - | |
| 9 | 0,88 | 38,96 | 59,1 | 100,0 | 1,0 | - | - | 97,1 | 1 | 95,5 | 1,12 | 94,8 | 1,18 | 92,6 | 1,21 | 89,8 | 1,27 | 85,1 | 1,39 | 77,6 | 1,74 | 71,1 | 2,14 | 63,4 | 2,18 | 59,1 | 2,57 | - | - | - | - | |
| 11 | 2,11 | 42,46 | 58,2 | 100,0 | 1,0 | - | - | 96,1 | 1,13 | 95,1 | 1,17 | 94,1 | 1,22 | 92,4 | 1,25 | 88,3 | 1,32 | 81,4 | 1,43 | 74,1 | 2,21 | 67,7 | 2,31 | 62,1 | 2,37 | 58,2 | 2,85 | - | - | - | - | |
| 17 | 1,45 | 40,14 | 58,3 | 100,0 | 1,0 | - | - | 96,3 | 1,12 | 95,1 | 1,15 | 94,4 | 1,21 | 92,2 | 1,23 | 89,4 | 1,31 | 82,7 | 1,41 | 75,9 | 1,83 | 69,1 | 2,19 | 62,4 | 2,21 | 58,3 | 2,81 | - | - | - | - | |
| 185-Ог | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 772,80 | 654,18 | 34,12 | - | - | - | - | 7,17 | 33,17 | 13,25 | 23,28 | 18,01 | 19,78 | 24,24 | 17,21 | 27,54 | 16,16 | 29,62 | 15,49 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| 3 | 773,00 | 687,45 | 34,48 | - | - | - | - | 1,72 | 71,39 | 10,44 | 25,43 | 14,00 | 21,4 | 18,71 | 18,56 | 21,83 | 17,1 | 24,07 | 16,26 | 26,50 | 15,67 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| 6 | 773,62 | 663,83 | 34,60 | - | - | - | - | 10,8 | 27,30 | 16,81 | 21,50 | 22,68 | 18,02 | 30,6 | 15,74 | 34,24 | 14,91 | 36,73 | 14,51 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| 10 | 774,25 | 694,15 | 24,53 | - | - | - | - | 1,53 | 79,41 | 1,76 | 72,37 | 2,07 | 66,28 | 2,41 | 60,1 | 2,92 | 53,92 | 3,39 | 48,32 | 3,74 | 45,82 | 3,93 | 45,33 | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| 11 | 774,41 | 151,45 | 24,50 | - | - | - | - | 1,13 | 96,01 | 1,18 | 91,72 | 1,31 | 87,37 | 1,7 | 81,7 | 2,03 | 76,42 | 2,46 | 71,21 | 2,84 | 67,91 | 3,16 | 64,88 | 3,48 | 62,74 | 3,66 | 61,57 | 3,87 | 60,25 | 4,01 | 59,51 | |
| 12 | 774,68 | 154,17 | 27,85 | - | - | - | - | 1,13 | 92,14 | 2,16 | 66,62 | 3,14 | 55,27 | 4,15 | 47,79 | 5,03 | 43,89 | 5,47 | 41,81 | 5,89 | 40,02 | 6,21 | 39,00 | 6,89 | 37,68 | 7,36 | 36,39 | 7,65 | 35,57 | - | - | |
| 14 | 775,02 | 1015,75 | 36,48 | - | - | - | - | 1,77 | 69,53 | 9,33 | 25,76 | 12,7 | 21,95 | 15,7 | 18,81 | 18,97 | 16,75 | 21,08 | 15,32 | 23,8 | 14,62 | 24,26 | 14,19 | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| 15 | 775,22 | 1643,87 | 39,17 | - | - | - | - | 2,52 | 58,92 | 8,21 | 29,86 | 11,93 | 24,77 | 15,44 | 22,14 | 18,01 | 20,52 | 18,82 | 19,96 | 20,00 | 19,59 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| 16 | 775,34 | 154,82 | 27,95 | - | - | - | - | 1,09 | 95,70 | 1,39 | 84,6 | 2,33 | 66,21 | 3,07 | 57,7 | 3,53 | 53,9 | 3,91 | 51,37 | 4,33 | 49,24 | 4,56 | 48,00 | 4,89 | 46,55 | 5,27 | 45,32 | 5,42 | 44,51 | 5,70 | 43,58 | |
| 17 | 775,56 | 169,54 | 30,34 | - | - | - | - | 7,00 | 39,70 | 10,50 | 32,19 | 13,47 | 28,9 | 15,92 | 26,79 | 17,83 | 25,34 | 19,89 | 24,3 | 21,06 | 23,53 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| 18 | 775,76 | 1687,55 | 39,11 | - | - | - | - | 1,57 | 81,16 | 6,72 | 38,16 | 9,41 | 31,57 | 12,82 | 27,27 | 14,97 | 24,97 | 16,79 | 23,63 | 18,50 | 22,30 | 19,52 | 22,00 | 20,19 | 21,69 | - | - | - | - | - | - | |
| 19 | 775,88 | 1481,27 | 38,45 | - | - | - | - | 5,95 | 37,75 | 14,99 | 22,10 | 20,62 | 18,06 | 29,37 | 16,10 | 35,78 | 14,72 | 35,81 | 14,14 | 41,90 | 13,66 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| ЮЗМ-1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | 242,73 | 28,61 | 21,41 | 100 | 1 | 85,91 | 1,24 | 62,03 | 1,83 | 45,20 | 3,47 | 35,13 | 6,19 | 28,53 | 8,45 | 25,38 | 9,92 | 23,43 | 11,74 | 22,15 | 12,97 | 21,58 | 13,10 | 21,41 | 13,32 | - | - | - | - | - | - | |
| 4 | 482,25 | 30,16 | 20,52 | 100 | 1 | 84,76 | 1,27 | 61,58 | 1,82 | 43,26 | 3,86 | 32,03 | 6,52 | 27,43 | 8,58 | 23,71 | 10,16 | 22,46 | 11,83 | 22,01 | 13,74 | 20,67 | 13,53 | 20,52 | 13,47 | - | - | - | - | - | - | - |
| 6 | 381,81 | 27,99 | 21,38 | 100 | 1 | 85,96 | 1,22 | 62,28 | 1,79 | 45,18 | 3,55 | 35,03 | 6,19 | 28,49 | 8,47 | 25,36 | 9,91 | 23,49 | 11,71 | 22,16 | 12,97 | 21,55 | 13,09 | 21,38 | 13,30 | - | - | - | - | - | - | - |
| 8 | 81,99 | 26,67 | 25,40 | 100 | 1 | 98,33 | 1,07 | 91,24 | 1,19 | 65,96 | 1,79 | 42,05 | 3,95 | 34,73 | 5,49 | 31,41 | 6,38 | 29,23 | 6,93 | 27,33 | 7,33 | 25,75 | 7,44 | 25,41 | 7,66 | - | - | - | - | - | - | - |
| 9 | 19,15 | 24,60 | 32,94 | 100 | 1 | 98,03 | 1,01 | 92,31 | 1,03 | 78,83 | 1,04 | 64,37 | 1,68 | 48,51 | 2,66 | 42,27 | 3,32 | 39,06 | 3,83 | 36,17 | 4,11 | 34,21 | 4,17 | 33,37 | 4,31 | 32,94 | 4,45 | - | - | - | - | - |
| 10 | 9,64 | 23,47 | 39,08 | 100 | 1 | 98,24 | 1,02 | 95,71 | 1,02 | 87,16 | 1,04 | 71,39 | 1,20 | 56,04 | 2,17 | 47,55 | 2,63 | 43,70 | 2,90 | 41,23 | 3,29 | 40,15 | 3,81 | 39,34 | 3,90 | 39,08 | 4,04 | - | - | - | - | - |
| 12 | 410,00 | 27,73 | 21,16 | 100 | 1 | 85,16 | 1,25 | 61,83 | 1,80 | 44,65 | 3,75 | 33,82 | 6,43 | 28,02 | 8,51 | 24,86 | 10,03 | 22,97 | 11,78 | 22,11 | 13,24 | 21,13 | 13,29 | 21,11 | 13,34 | - | - | - | - | - | - | - |
| 14 | 358,08 | 28,07 | 21,41 | 100 | 1 | 86,03 | 1,22 | 62,52 | 1,79 | 45,71 | 3,54 | 35,13 | 6,16 | 28,62 | 8,41 | 25,43 | 9,87 | 23,51 | 11,69 | 22,18 | 12,95 | 21,55 | 13,11 | 21,41 | 13,28 | - | - | - | - | - | - | - |
| 16 | 0,98 | 12,48 | 55,15 | 100 | 1 | 99,56 | 1,00 | 97,97 | 1,00 | 96,69 | 1,09 | 90,10 | 1,15 | 80,68 | 1,35 | 72,37 | 1,63 | 65,25 | 1,94 | 60,45 | 2,09 | 57,18 | 2,28 | 55,83 | 2,32 | 55,15 | 2,38 | - | - | - | - | - |
| 18 | 0,62 | 19,63 | 85,73 | 100 | 1 | 97,83 | 1,00 | 97,01 | 1,02 | 96,71 | 1,02 | 95,15 | 1,03 | 93,52 | 1,04 | 91,43 | 1,06 | 90,42 | 1,09 | 88,61 | 1,12 | 87,16 | 1,16 | 85,73 | 1,23 | - | - | - | - | - | - | - |
| 21 | 3,48 | 14,74 | 91,68 | 100 | 1 | 97,91 | 1,00 | 97,21 | 1,01 | 96,69 | 1,02 | 96,11 | 1,02 | 95,23 | 1,03 | 94,12 | 1,04 | 93,37 | 1,06 | 93,04 | 1,07 | 92,31 | 1,09 | 91,68 | 1,11 | - | - | - | - | - | - | - |
| 22 | 2,17 | 18,61 | 73,02 | 100 | 1 | 97,81 | 1,01 | 97,37 | 1,07 | 96,87 | 1,08 | 95,16 | 1,11 | 92,01 | 1,16 | 86,34 | 1,22 | 82,32 | 1,34 | 79,05 | 1,37 | 76,03 | 1,45 | 74,46 | 1,49 | 73,55 | 1,50 | 73,02 | 1,53 | - | - | - |
| 28 | 1,34 | 18,11 | 73,08 | 100 | 1 | 97,86 | 1,02 | 97,52 | 1,05 | 96,95 | 1,07 | 95,82 | 1,08 | 90,82 | 1,19 | 85,81 | 1,29 | 81,27 | 1,38 | 78,09 | 1,46 | 75,36 | 1,52 | 73,77 | 1,57 | 73,08 | 1,59 | - | - | - | - | - |
| 30 | 0,33 | 14,76 | 91,71 | 100 | 1 | 97,49 | 1,00 | 97,01 | 1,01 | 96,78 | 1,02 | 96,15 | 1,02 | 95,56 | 1,03 | 94,42 | 1,04 | 93,56 | 1,06 | 93,11 | 1,07 | 92,48 | 1,09 | 91,71 | 1,11 | - | - | - | - | - | - | - |
| 32 | 1,39 | 19,48 | 73,05 | 100 | 1 | 98,06 | 1,03 | 97,50 | 1,07 | 97,09 | 1,08 | 95,76 | 1,11 | 92,06 | 1,16 | 86,84 | 1,22 | 82,62 | 1,34 | 79,05 | 1,37 | 76,24 | 1,45 | 74,55 | 1,49 | 73,57 | 1,50 | 73,05 | 1,53 | - | - | - |

При сопоставлении коэффициента вытеснения с пористостью и проницаемостью (рис.2.4.6) отмечается полное соответствие новых определений с выполненными ранее. Сопоставление коэффициента вытеснения с проницаемостью более тесные ($R^2=0,7$ альб, $R^2=0,8$ апт+неоком) относительно связей с пористостью ($R^2=0,58$ альб, $R^2=0,54$ апт+неоком).

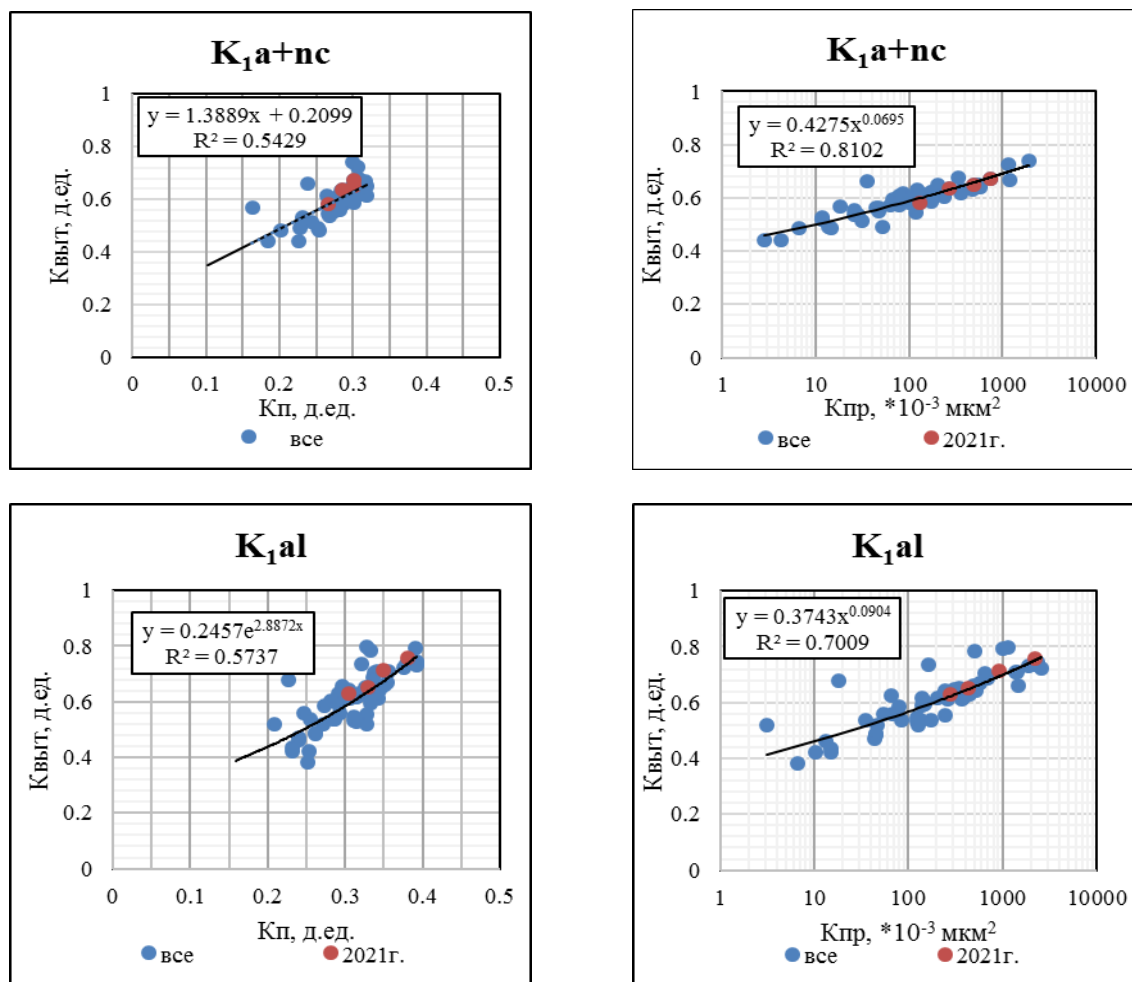


Рисунок 2.4.6 – Сопоставление коэффициента вытеснения с пористостью и проницаемостью

Определение относительных фазовых проницаемостей (ОФП), остаточной нефтенасыщенности выполнялось параллельно с определением коэффициента вытеснения на одной коллекции образцов. На рис 2.4.7 приведены кривые относительных фазовых проницаемостей нефти и воды на образцах зерна альбских отложений скважины 185-Ог и неокома зерна скважины ЮЗМ-1. Несмотря на некоторое различие коллекторских свойств образцов альба и неокома (таблица 2.4.3), относительные проницаемости нефти и воды равны при коэффициенте водонасыщенности $0,60 \pm 0,01$ д.ед. или коэффициенте нефтенасыщенности $0,40 \pm 0,01$ д.ед. и полностью совпадают с результатами ранее выполненных работ.

Таблица 2.4.2 – Основные параметры насыпной модели пласта и результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой по новым скважинам

| Скв | Горизонт | № Мод. | № образца в модели | Глу-бина, м | Длина модели, L, см | Диам. модели- D, см | Объем пор- Vпор, см3 | Порис- тость- Кп. д.ед. | Зерн. плотн- ть, г/см3 | Проницаемость. Кпр, мкм ² *10 ⁻³ | | | | Остат.в одонасы- шенност ь. Swi- Kв), д.ед. | Остат. нефтена сы-шен- ность. Sгор- Kn), д.ед. | Коэф. вытесне- ния. β. доли ед. |
|--------|-------------------|--------|--------------------|-------------|---------------------|---------------------|----------------------|-------------------------|------------------------|--|--------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|--|---------------------------------|
| | | | | | | | | | | по газу | по воде при 100% водо- нас- ти | по нефти при остат. водона- сыщ- ти | по воде при остат. нефтена- сыщ- ти | | | |
| 80-Ог | P ₂ | 1 | 2 | 144,85 | 7,93 | 3,7 | 33,33 | 0,391 | 2,49 | 2,05 | 0,452 | 0,259 | 0,033 | 0,489 | 0,301 | 0,25 |
| 80-Ог | P ₂ | | 4 | 145,33 | | | | | 2,49 | | | | | | | |
| 185-Ог | K _{1al3} | 1 | 4 | 773,2 | 4,47 | 3,6 | 17,28 | 0,38 | 2,62 | 2250,1 | 1859,9 | 1311,6 | 528,57 | 0,115 | 0,237 | 0,759 |
| 185-Ог | K _{1al3} | 2 | 1 | 772,6 | 4,82 | 3,8 | 19,12 | 0,35 | 2,63 | 916,1 | 680,14 | 503,14 | 164,02 | 0,15 | 0,263 | 0,715 |
| 185-Ог | K _{1al3} | 3 | 7 | 773,72 | 4,87 | 3,82 | 18,4 | 0,33 | 2,62 | 433,02 | 281,62 | 159,37 | 45,74 | 0,255 | 0,274 | 0,65 |
| 185-Ог | K _{1al3} | 4 | 5 | 773,42 | 10,4 | 3,84 | 36,71 | 0,305 | 2,63 | 275,16 | 179,46 | 128,16 | 30,246 | 0,285 | 0,275 | 0,631 |
| ЮЗМ-1 | K _{1nc} | 1 | 5 | 1462,56 | 10,17 | 3,8 | 34,81 | 0,302 | 2,64 | 748,01 | 640,91 | 409,37 | 107,74 | 0,18 | 0,288 | 0,674 |
| ЮЗМ-1 | K _{1nc} | 2 | 4 | 1462,4 | 10,22 | 3,8 | 35,04 | 0,301 | 2,65 | 494,13 | 355,04 | 202,35 | 33,47 | 0,24 | 0,284 | 0,651 |
| ЮЗМ-1 | K _{1nc} | | 15 | 1463,85 | | | | | | | | | | | | |
| ЮЗМ-1 | K _{1nc} | 3 | 2 | 1462,17 | 10,34 | 3,8 | 33,521 | 0,286 | | 267,77 | 189,84 | 108,59 | 13,28 | 0,268 | 0,287 | 0,637 |
| ЮЗМ-1 | K _{1nc} | | 3 | 1462,31 | | | | | | | | | | | | |
| ЮЗМ-1 | K _{1nc} | 4 | 1 | 1462,03 | 10,86 | 3,8 | 32,867 | 0,267 | 2,66 | 130,45 | 84,69 | 48,41 | 7,45 | 0,301 | 0,317 | 0,581 |
| ЮЗМ-1 | K _{1nc} | | 11 | 1463,33 | | | | | | | | | | | | |

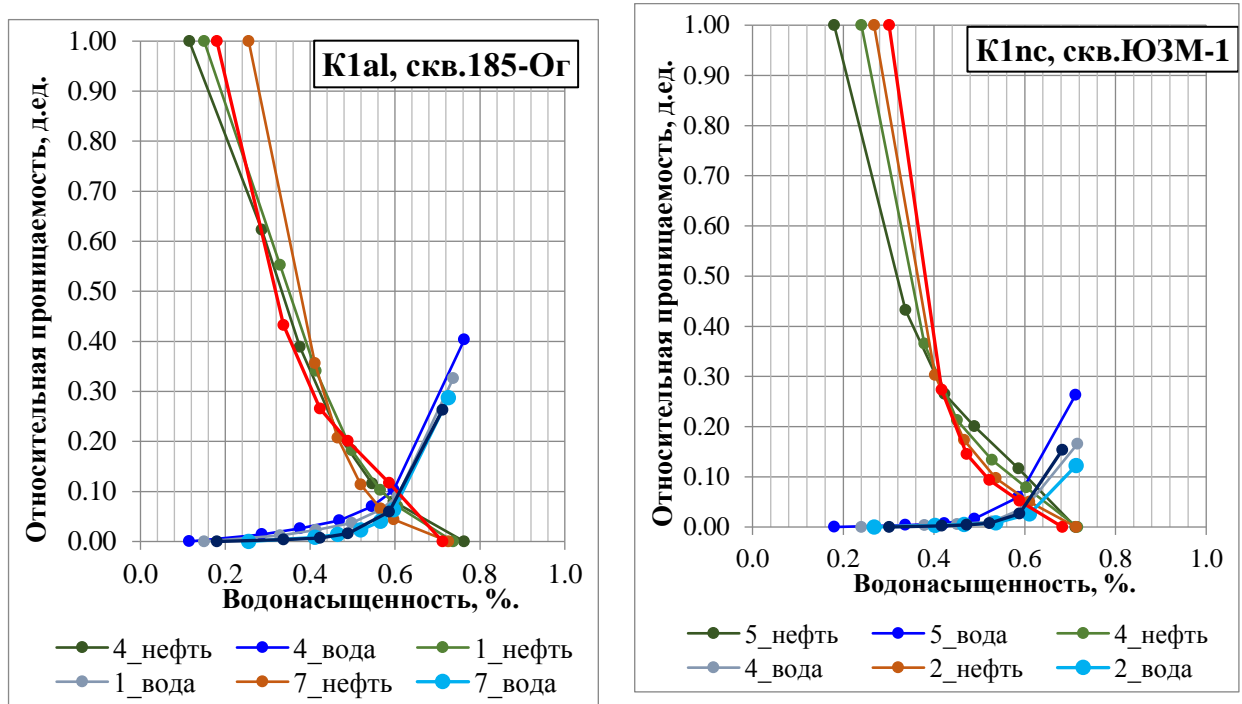


Рисунок 2.4.7 – Кривые относительной проницаемости для нефти и воды

Таблица 2.4.3 – Результаты определения фазовых проницаемостей для нефти и воды

| сква | Образцы №№ | № режима | Доля флюида в потоке, % | | Насыщенность, д.ед. | | Фазовая проницаемость, мкм ² *10 ⁻³ | | Относительная фазовая проницаемость, д.ед. | |
|--------|------------|----------|-------------------------|------|---------------------|------|---|--------|--|------|
| | | | нефть | вода | нефть | вода | нефть | вода | нефть | вода |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 80-Ог | 2;4 | 1 | 100 | 0 | 0,51 | 0,49 | 0,3 | 0 | 1 | 0 |
| 80-Ог | 2;4 | 2 | 75 | 25 | 0,49 | 0,51 | 0,1 | 0,001 | 0,25 | 0 |
| 80-Ог | 2;4 | 3 | 50 | 50 | 0,47 | 0,53 | 0,04 | 0,002 | 0,17 | 0,01 |
| 80-Ог | 2;4 | 4 | 25 | 75 | 0,44 | 0,57 | 0,02 | 0,004 | 0,11 | 0,02 |
| 80-Ог | 2;4 | 5 | 10 | 90 | 0,39 | 0,61 | 0,01 | 0,006 | 0,05 | 0,02 |
| 80-Ог | 2;4 | 6 | 5 | 95 | 0,36 | 0,64 | 0 | 0,011 | 0,03 | 0,04 |
| 80-Ог | 2;4 | 7 | 0 | 100 | 0,3 | 0,7 | 0 | 0,033 | 0 | 0,13 |
| 185-Ог | 4 | 1 | 0 | 100 | 0,89 | 0,12 | 1311,6 | 0,00 | 1,00 | 0,00 |
| 185-Ог | 4 | 2 | 100 | 0 | 0,71 | 0,29 | 817,1 | 18,4 | 0,62 | 0,01 |
| 185-Ог | 4 | 3 | 90 | 10 | 0,62 | 0,38 | 510,2 | 34,1 | 0,39 | 0,03 |
| 185-Ог | 4 | 4 | 75 | 25 | 0,53 | 0,47 | 274,1 | 55,1 | 0,21 | 0,04 |
| 185-Ог | 4 | 5 | 50 | 50 | 0,45 | 0,55 | 152,1 | 91,8 | 0,12 | 0,07 |
| 185-Ог | 4 | 6 | 25 | 75 | 0,4 | 0,6 | 104,9 | 135,1 | 0,08 | 0,1 |
| 185-Ог | 4 | 7 | 10 | 90 | 0,24 | 0,76 | 0,00 | 528,6 | 0,00 | 0,4 |
| 185-Ог | 1 | 1 | 0 | 100 | 0,85 | 0,15 | 503,1 | 0,00 | 1,00 | 0,00 |
| 185-Ог | 1 | 2 | 100 | 0 | 0,67 | 0,33 | 278,2 | 6,04 | 0,55 | 0,01 |
| 185-Ог | 1 | 3 | 90 | 10 | 0,59 | 0,41 | 171,6 | 11,6 | 0,34 | 0,02 |
| 185-Ог | 1 | 4 | 75 | 25 | 0,5 | 0,5 | 91,6 | 18,6 | 0,18 | 0,04 |
| 185-Ог | 1 | 5 | 50 | 50 | 0,44 | 0,57 | 51,8 | 31,7 | 0,1 | 0,06 |
| 185-Ог | 1 | 6 | 25 | 75 | 0,39 | 0,61 | 35,2 | 45,3 | 0,07 | 0,09 |
| 185-Ог | 1 | 7 | 10 | 90 | 0,26 | 0,74 | 0,00 | 164,00 | 0,00 | 0,33 |
| 185-Ог | 7 | 1 | 0 | 100 | 0,75 | 0,26 | 159,4 | 0,00 | 1,00 | 0,00 |
| 185-Ог | 7 | 2 | 100 | 0 | 0,59 | 0,41 | 56,7 | 1,3 | 0,36 | 0,01 |
| 185-Ог | 7 | 3 | 90 | 10 | 0,54 | 0,47 | 33,00 | 2,2 | 0,21 | 0,01 |

Продолжение таблицы 2.4.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|--------|---|---|-----|-----|------|------|-------|-------|------|------|
| 185-Ог | 7 | 4 | 75 | 25 | 0,48 | 0,52 | 18,2 | 3,7 | 0,11 | 0,02 |
| 185-Ог | 7 | 5 | 50 | 50 | 0,43 | 0,57 | 10,5 | 6,4 | 0,07 | 0,04 |
| 185-Ог | 7 | 6 | 25 | 75 | 0,4 | 0,6 | 7,00 | 10,00 | 0,04 | 0,06 |
| 185-Ог | 7 | 7 | 10 | 90 | 0,27 | 0,73 | 0,00 | 45,7 | 0,00 | 0,29 |
| 185-Ог | 5 | 1 | 0 | 100 | 0,72 | 0,29 | 128,2 | 0,00 | 1,00 | 0,00 |
| 185-Ог | 5 | 2 | 100 | 0 | 0,57 | 0,43 | 39,3 | 0,9 | 0,31 | 0,01 |
| 185-Ог | 5 | 3 | 90 | 10 | 0,51 | 0,49 | 20,9 | 1,4 | 0,16 | 0,01 |
| 185-Ог | 5 | 4 | 75 | 25 | 0,45 | 0,55 | 10,8 | 2,2 | 0,08 | 0,02 |
| 185-Ог | 5 | 5 | 50 | 50 | 0,41 | 0,59 | 6,5 | 3,97 | 0,05 | 0,03 |
| 185-Ог | 5 | 6 | 25 | 75 | 0,38 | 0,62 | 4,7 | 6,02 | 0,04 | 0,05 |
| 185-Ог | 5 | 7 | 10 | 90 | 0,28 | 0,73 | 0,00 | 30,2 | 0,00 | 0,24 |
| ЮЗМ-1 | 5 | 1 | 100 | 0 | 0,82 | 0,18 | 409,4 | 0,00 | 1,00 | 0,00 |
| ЮЗМ-1 | 5 | 2 | 75 | 25 | 0,66 | 0,34 | 176,9 | 1,6 | 0,43 | 0,00 |
| ЮЗМ-1 | 5 | 3 | 50 | 50 | 0,58 | 0,42 | 108,6 | 2,9 | 0,27 | 0,01 |
| ЮЗМ-1 | 5 | 4 | 25 | 75 | 0,51 | 0,49 | 82,1 | 6,6 | 0,2 | 0,02 |
| ЮЗМ-1 | 5 | 5 | 5 | 95 | 0,41 | 0,59 | 47,8 | 24,3 | 0,12 | 0,06 |
| ЮЗМ-1 | 5 | 6 | 0 | 100 | 0,29 | 0,71 | 0,00 | 107,7 | 0,00 | 0,26 |
| ЮЗМ-1 | 4 | 1 | 100 | 0 | 0,76 | 0,24 | 202,4 | 0,00 | 1,00 | 0,00 |
| ЮЗМ-1 | 4 | 2 | 75 | 25 | 0,62 | 0,38 | 73,9 | 0,7 | 0,37 | 0,00 |
| ЮЗМ-1 | 4 | 3 | 50 | 50 | 0,55 | 0,45 | 43,00 | 1,2 | 0,21 | 0,01 |
| ЮЗМ-1 | 4 | 4 | 25 | 75 | 0,47 | 0,53 | 27,00 | 2,2 | 0,13 | 0,01 |
| ЮЗМ-1 | 4 | 5 | 5 | 95 | 0,4 | 0,6 | 15,9 | 8,1 | 0,08 | 0,04 |
| ЮЗМ-1 | 4 | 6 | 0 | 100 | 0,28 | 0,72 | 0,00 | 33,5 | 0,00 | 0,17 |
| ЮЗМ-1 | 2 | 1 | 100 | 0 | 0,73 | 0,27 | 108,6 | 0,00 | 1,00 | 0,00 |
| ЮЗМ-1 | 2 | 2 | 75 | 25 | 0,6 | 0,4 | 32,9 | 0,3 | 0,3 | 0,00 |
| ЮЗМ-1 | 2 | 3 | 50 | 50 | 0,53 | 0,47 | 18,8 | 0,5 | 0,17 | 0,00 |
| ЮЗМ-1 | 2 | 4 | 25 | 75 | 0,46 | 0,54 | 10,6 | 0,8 | 0,1 | 0,01 |
| ЮЗМ-1 | 2 | 5 | 5 | 95 | 0,39 | 0,61 | 5,5 | 2,8 | 0,05 | 0,03 |
| ЮЗМ-1 | 2 | 6 | 0 | 100 | 0,29 | 0,71 | 0,00 | 13,3 | 0,00 | 0,12 |
| ЮЗМ-1 | 1 | 1 | 100 | 0 | 0,7 | 0,3 | 48,4 | 0,00 | 1,00 | 0,00 |
| ЮЗМ-1 | 1 | 2 | 75 | 25 | 0,58 | 0,42 | 13,2 | 0,1 | 0,27 | 0,00 |
| ЮЗМ-1 | 1 | 3 | 50 | 50 | 0,53 | 0,47 | 7,00 | 0,2 | 0,15 | 0,00 |
| ЮЗМ-1 | 1 | 4 | 25 | 75 | 0,48 | 0,52 | 4,5 | 0,36 | 0,09 | 0,01 |
| ЮЗМ-1 | 1 | 5 | 5 | 95 | 0,41 | 0,59 | 2,5 | 1,28 | 0,05 | 0,03 |
| ЮЗМ-1 | 1 | 6 | 0 | 100 | 0,32 | 0,68 | 0,00 | 7,44 | 0,00 | 0,15 |

При подсчете запасов (ПЗ- 2019) граничные значения пористости и проницаемости были определены корреляционным способом по сопоставлению с динамической пористостью на большом фактическом материале: по альбским отложениям - 57 образцов, апту - 15 образцов, неокому - 33 образца. Динамическая пористость ($K_{п_дин}$) рассчитывалась по уравнению:

$$K_{п_дин} = K_{п} \times (1 - S_{во} - S_{но}), \quad (2.4.3)$$

где $S_{во}$, $S_{но}$ определены в ходе эксперимента по вытеснению воды нефтью и нефти водой.

Новые данные (таблица 2.4.4), выполненные на четырёх образцах альба и четырёх моделях неокома, не изменили связь $K_{п_дин}$ с пористостью открытой (рис.2.4.8) и проницаемостью (рис.2.4.9).

Таблица 2.4.4 – Определение динамической пористости

| Скв | Гори-зонт | № обр. | Пористость, д.ед. | Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ² | | | Остат. водонасыщ. Сво, д.ед. | Остат. нефтена-сыщ. Sno. д.ед. | Коэф. вытеснения, д.ед. | Кп дин, д.ед. | |
|--------|-------------------|--------|-------------------|---|------------------------------|---------------------------------|------------------------------|--------------------------------|-------------------------|---------------|---------------------------------|
| | | | | по газу | по воде при 100% водона-сыщ. | по нефти при остат. водона-сыщ. | | | | | по воде при остат. нефтена-сыщ. |
| 80-Ог | P ₂ | 2 | 0,39 | 2,1 | 0,5 | 0,3 | 0,0 | 0,489 | 0,301 | 0,250 | 0,08 |
| 185-Ог | K _{1al3} | 4 | 0,38 | 2250,1 | 1859,9 | 1311,6 | 528,6 | 0,115 | 0,237 | 0,759 | 0,25 |
| 185-Ог | K _{1al3} | 1 | 0,35 | 916,1 | 680,1 | 503,1 | 164,0 | 0,150 | 0,263 | 0,715 | 0,21 |
| 185-Ог | K _{1al3} | 7 | 0,33 | 433,0 | 281,6 | 159,4 | 45,7 | 0,255 | 0,274 | 0,650 | 0,16 |
| 185-Ог | K _{1al3} | 5 | 0,31 | 275,2 | 179,5 | 128,2 | 30,2 | 0,285 | 0,275 | 0,631 | 0,13 |
| ЮЗМ-1 | K1nc | 5 | 0,30 | 748,0 | 640,9 | 409,4 | 107,7 | 0,180 | 0,288 | 0,674 | 0,16 |
| ЮЗМ-1 | K1nc | 4 | 0,30 | 494,1 | 355,0 | 202,4 | 33,5 | 0,240 | 0,284 | 0,651 | 0,14 |
| ЮЗМ-1 | | 15 | | | | | | | | | |
| ЮЗМ-1 | K1nc | 2 | 0,29 | 267,8 | 189,8 | 108,6 | 13,3 | 0,268 | 0,287 | 0,637 | 0,13 |
| ЮЗМ-1 | | 3 | | | | | | | | | |
| ЮЗМ-1 | K1nc | 1 | 0,27 | 130,5 | 84,7 | 48,4 | 7,5 | 0,301 | 0,317 | 0,581 | 0,10 |
| ЮЗМ-1 | | 11 | | | | | | | | | |

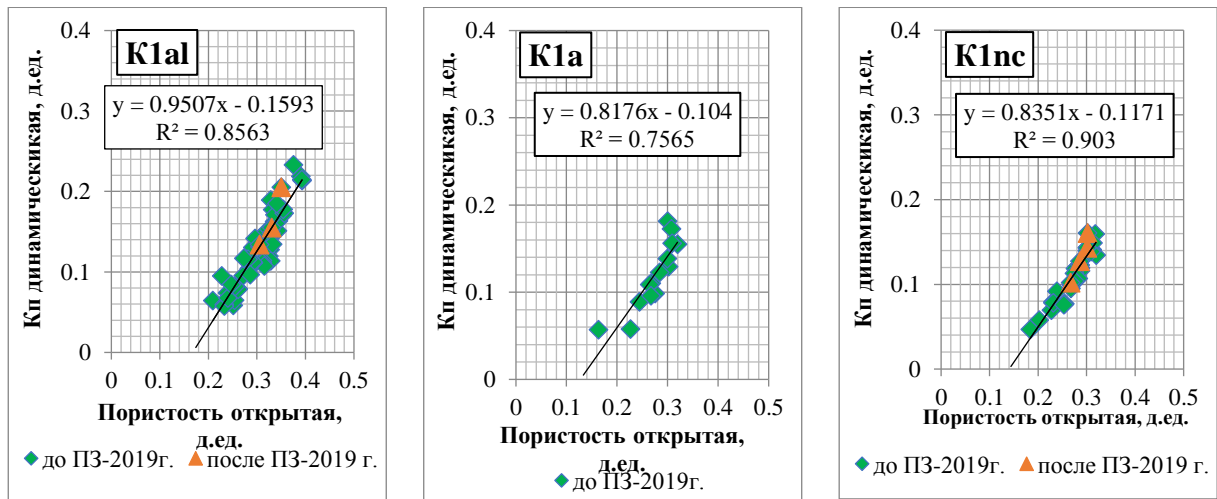


Рисунок 2.4.8 – Сопоставление пористости динамической и открытой

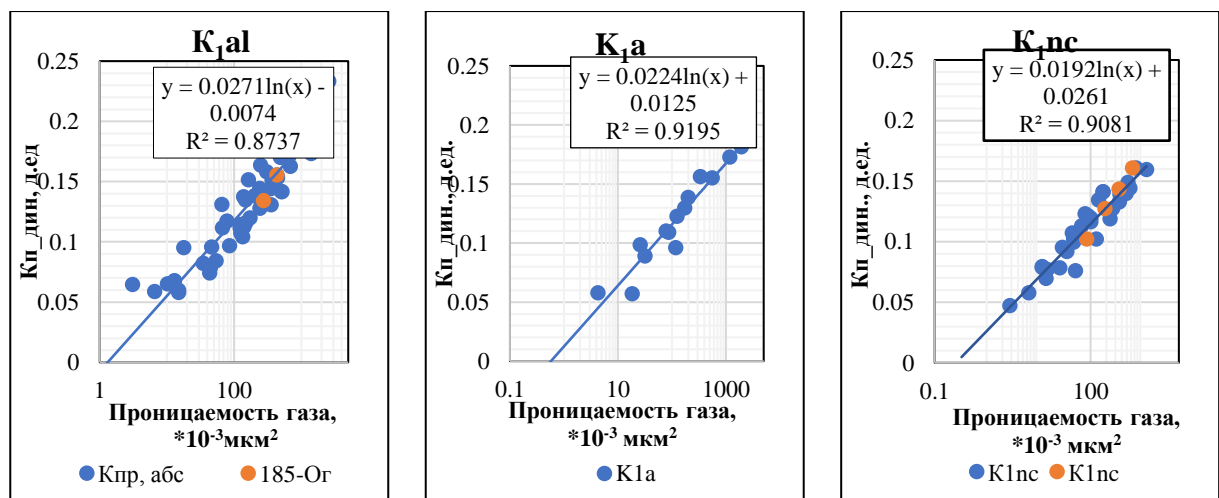


Рисунок 2.4.9 – Сопоставление пористости динамической с проницаемостью по всему диапазону проницаемости

Выводы

Выполненные после ПЗ-2019 г. стандартные и специальные исследования полностью соответствуют проведенным ранее и подтверждают принятые граничные значения коллекторов. Физико-гидродинамические свойства продуктивных горизонтов альба, апта, неокома, на керне которых выполнены эксперименты по ККД, ОФП, коэффициенту вытеснения, остаточной водонасыщенности близкие. Связи, построенные для определения граничных значений коллекторов, являются устойчивыми и рекомендуется для использования дальнейших работ.

На подавляющем большинстве образцов с параметрами K_p и K_{pr} выше граничных при капиллярном давления $\geq 0,8$ МПа достигнута неснижаемая водонасыщенность, величина которой колеблется от 0,10 д.ед. до 0,90 д.ед.

Сопоставление K_{ov} с проницаемостью и пористостью описываются уравнениями с высокими коэффициентами аппроксимации. Граничному значению $K_p=0,16$ д.ед., соответствует $K_{vo}=0,56$ д.ед. или $K_{ng}=0,44$ д.ед.,. граничному значению $K_{pr}=1*10^{-3}$ мкм² соответствует $K_{vo}=0,62$ д.ед, $K_{ng}=0,38$ д.ед.

На керне альба по 60 экспериментам $K_{выт}$ изменяется от 38,2% до 79,8 %, среднее значение 61,1 %; по апту коэффициент вытеснения, выполненный на 15 образцах, изменяется от 44,2 % до 74,1 %, среднее значение 59,8 %; по неокому коэффициент вытеснения, определённый на 37 образцах, изменяется от 44,3 % до 67,7 %, среднее значение 57,7 %. Граничным значениям пористости 0,16 д.ед и проницаемости $2*10^{-3}$ мкм² коллекторов альба соответствует значение $K_{выт}=0,3899 \div 0,3985$, среднее значение 0,3942 д.ед.; для апт+неоком граничным значениям коллекторов $K_p=0,14$ д.ед и $K_{pr}=0,5*10^{-3}$ мкм² соответствует значение $K_{выт}=0,4043 \div 0,4074$ д.ед, среднее значение 0,40587 д.ед.

По кривым фазовой проницаемости значение коэффициента водонасыщенности, при котором фазовые проницаемости воды и нефти равны, изменяется от 0,58 до 0,60 д.ед.

2.5 Запасы нефти и растворенного газа

В 2013 году на месторождениях Морское и Огайское выполнен пересчет запасов нефти и газа, запасы утверждены Протоколами ГКЗ РК от 11.07.2013 г. №1303-13-У и от 12.12.2013 г. №1363-13-У.

В 2015 году выполнен перевод запасов нефти, свободного газа и растворенного газа по месторождениям Морское и Огайское (Протокол ГКЗ РК от 03.07.2015 г. №1572-15-У и №1573-15-У).

В 2016 году выполнен совместный пересчет запасов нефти и газа месторождений Морское и Огайское, где месторождение Огайское учтено как блок месторождения Морское (Протокол от 05.05.2016 г. №1670-16-У).

В 2017 г. был выполнен «Прирост и перевод запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.07.2017 г.» запасы нефти и газа были утверждены Протоколом ГКЗ РК за № 1904-18-У от 03.03.2018 г.

В 2018 году выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское» (Протокол ГКЗ РК от 26.11.2019 г. №2120-19).

Числящиеся на Государственном балансе геологические / извлекаемые запасы нефти и газа составили:

всего по месторождению:

геологические / извлекаемые запасы нефти:

по категории В – 2661 / 974 тыс.т.;

по категориям В+С₁ – 30140 / 9878 тыс.т.;

по категории С₁ – 27479 / 8904 тыс.т.;

по категории С₂ – 5742 / 1357 тыс.т.;

геологические / извлекаемые запасы растворенного газа:

по категории В+С₁ – 775 / 251 млн.м³;

по категории С₂ – 165 / 38 млн.м³;

геологические / извлекаемые запасы свободного газа:

по категории С₁ – 92 / 72 млн.м³;

по категории С₂ – 88 / 70 млн.м³;

геологические / извлекаемые газа газовой шапки:

по категории С₁ – 146 / 115 млн.м³;

по категории С₂ – 45 / 34 млн.м³.

В таблицах 2.5.1 и 2.5.2 приведены утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти и газа по состоянию на 01.01.2022 г.

Таблица 2.5.1 – Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Морское, включая блок Огайское

| Горизонт | Продуктивный пласт | Участок | Зона по характеру насыщения | Категория запасов | Площадь нефтеносности, тыс.м ² | Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м | Нефте-насыщенный объем, тыс. м ³ | Пористость, д.ед. | Нефте-насыщенность, д.ед. | Плотность нефти, т/м ³ | Пересчетный коэф., д.ед. | КИН, д.ед. | Начальные запасы нефти, тыс.т | | Газо-содержание, м ³ /т | Начальные запасы растворенного газа, млн.м ³ | |
|----------------------|---------------------|---------|-----------------------------|-------------------|---|---|---|-------------------|---------------------------|-----------------------------------|--------------------------|------------|-------------------------------|-------------|------------------------------------|---|-------------|
| | | | | | | | | | | | | | геологические | извлекаемые | | геологические | извлекаемые |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| Блок Огайское | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| верхнеальбский | 0-1 | I | нв | C ₂ | 701 | 2,2 | 1542 | 0,32 | 0,65 | 0,966 | 0,976 | 0,243 | 302 | 73 | 7,33 | 2 | 1 |
| | | II | нв | C ₁ | 1704 | 4,9 | 8350 | 0,29 | 0,71 | 0,966 | 0,976 | 0,327 | 1621 | 530 | 7,33 | 12 | 4 |
| | нв | | C ₂ | 176 | 2,3 | 405 | 0,29 | 0,71 | 0,966 | 0,976 | 0,243 | 79 | 19 | 7,33 | 1 | 0 | |
| | всего по пласту 0-1 | | | C ₁ | 1704 | | 8350 | | | | | | 1621 | 530 | | 12 | 4 |
| | | | | C ₂ | 877 | | 1947 | | | | | | 381 | 92 | | 3 | 1 |
| | 0-2 | II | нв | C ₂ | 394 | 1,1 | 433 | 0,27 | 0,63 | 0,966 | 0,976 | 0,243 | 69 | 17 | 7,33 | 1 | 0 |
| | всего по пласту 0-2 | | | C ₂ | 394 | 1,1 | 433 | | | | | | 69 | 17 | | 1 | 0 |
| | 0-3 | I | нв | C ₁ | 616 | 4,9 | 3018 | 0,33 | 0,60 | 0,966 | 0,976 | 0,327 | 563 | 184 | 7,33 | 4 | 1 |
| | | | нв | C ₂ | 183 | 1,6 | 293 | 0,33 | 0,60 | 0,966 | 0,976 | 0,243 | 55 | 13 | 7,33 | 0 | 0 |
| | | II | нв | C ₁ | 1995 | 6,1 | 12170 | 0,30 | 0,68 | 0,966 | 0,976 | 0,327 | 2341 | 766 | 7,33 | 17 | 6 |
| | всего по пласту 0-3 | | | C ₁ | 2611 | | 15188 | | | | | | 2904 | 950 | | 21 | 7 |
| | | | | C ₂ | 183 | | 293 | | | | | | 55 | 13 | | 0 | 0 |
| | 1-1 | I | н | C ₁ | 90 | 6,9 | 621 | 0,28 | 0,68 | 0,962 | 0,957 | 0,327 | 109 | 36 | 13,4 | 1 | 0 |
| | | | нв | | 551 | 4,4 | 2424 | 0,29 | 0,57 | 0,962 | 0,957 | 0,327 | 369 | 121 | 13,4 | 5 | 2 |
| | | | нв | C ₂ | 76 | 2,3 | 175 | 0,29 | 0,57 | 0,962 | 0,957 | 0,243 | 27 | 7 | 13,4 | 0 | 0 |
| II | | н | C ₁ | 1153 | 6,1 | 7033 | 0,27 | 0,66 | 0,962 | 0,957 | 0,327 | 1154 | 378 | 13,4 | 15 | 5 | |
| | | нв | C ₁ | 630 | 6,1 | 3843 | 0,26 | 0,67 | 0,962 | 0,957 | 0,327 | 616 | 202 | 13,4 | 8 | 3 | |
| | | нв | C ₂ | 72 | 1,7 | 122 | 0,26 | 0,67 | 0,962 | 0,957 | 0,243 | 20 | 5 | 13,4 | 0 | 0 | |
| всего по пласту 1-1 | | | C ₁ | 2424 | | 13921 | | | | | | 2248 | 737 | | 29 | 10 | |
| | | | C ₂ | 148 | | 297 | | | | | | 47 | 12 | | 0 | 0 | |

Продолжение таблицы 2.5.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
|------------------------------------|---------------------|----------------|----|----------------|----------------|------|-------|-------|------|-------|-------|-------|------|-----|------|----|----|
| верхнеальбский | 1-2 | I | н | C ₁ | 85 | 2,9 | 247 | 0,25 | 0,65 | 0,962 | 0,957 | 0,327 | 37 | 12 | 13,4 | 0 | 0 |
| | | | нв | | 169 | 1,7 | 287 | 0,25 | 0,77 | 0,962 | 0,957 | 0,327 | 51 | 17 | 13,4 | 1 | 0 |
| | | II | н | C ₂ | 688 | 2,5 | 1720 | 0,26 | 0,65 | 0,962 | 0,957 | 0,243 | 268 | 65 | 13,4 | 4 | 1 |
| | | | нв | | 154 | 1,1 | 169 | 0,26 | 0,65 | 0,962 | 0,957 | 0,243 | 26 | 6 | 13,4 | 0 | 0 |
| | всего по пласту 1-2 | | | | C ₁ | 254 | | 534 | | | | | 88 | 29 | | 1 | 0 |
| | | | | | C ₂ | 842 | | 1889 | | | | | 294 | 71 | | 4 | 1 |
| | 1-3 | I | нв | C ₁ | 126 | 2,2 | 277 | 0,28 | 0,82 | 0,962 | 0,957 | 0,327 | 59 | 19 | 13,4 | 1 | 0 |
| | | II | нв | C ₁ | 1631 | 6,1 | 9949 | 0,27 | 0,76 | 0,962 | 0,957 | 0,327 | 1880 | 616 | 13,4 | 25 | 8 |
| | всего по пласту 1-3 | | | | C ₁ | 1757 | | 10226 | | | | | 1939 | 635 | | 26 | 8 |
| | 1-4 | II, р-н скв 50 | нв | C ₁ | 979 | 4,6 | 4503 | 0,27 | 0,62 | 0,962 | 0,957 | 0,327 | 694 | 227 | 13,4 | 9 | 3 |
| всего по пласту 1-4 | | | | C ₁ | 979 | | 4503 | | | | | 694 | 227 | | 9 | 3 | |
| Всего по верхнеальбскому горизонту | | | | C ₁ | 9729 | | 52722 | | | | | 9494 | 3108 | | 98 | 32 | |
| | | | | C ₂ | 2444 | | 4859 | | | | | | 846 | 205 | | 8 | 2 |
| нижне-альбский | 3-3 | | н | C ₁ | 31 | 0,5 | 16 | 0,29 | 0,82 | 0,976 | 0,924 | 0,225 | 3 | 1 | 9 | 0 | 0 |
| | | | н | C ₂ | 54 | 1,7 | 92 | 0,29 | 0,82 | 0,976 | 0,924 | 0,225 | 20 | 5 | 9 | 0 | 0 |
| | | | нв | | 15 | 0,5 | 8 | 0,29 | 0,82 | 0,976 | 0,924 | 0,225 | 2 | 0 | 9 | 0 | 0 |
| Всего по нижнеальбскому горизонту | | | | C ₁ | 31 | | 16 | | | | | 3 | 1 | | 0 | 0 | |
| | | | | C ₂ | 69 | | 100 | | | | | | 22 | 5 | | 0 | 0 |
| аптский | | | гн | C ₁ | 138 | 1,1 | 152 | 0,270 | 0,74 | 0,919 | 0,936 | 0,331 | 26 | 9 | 32,2 | 1 | 0 |
| | | | н | | 3924 | 3,8 | 14911 | 0,25 | 0,79 | 0,919 | 0,936 | 0,331 | 2533 | 838 | 32,2 | 82 | 27 |
| | | | нв | | 480 | 1,9 | 912 | 0,25 | 0,79 | 0,919 | 0,936 | 0,331 | 155 | 51 | 32,2 | 5 | 2 |
| Всего по аптскому горизонту | | | | C ₁ | 4542 | | 15975 | | | | | 2714 | 898 | | 88 | 29 | |
| неокомский | 1-A | I | н | C ₁ | 2334 | 3,3 | 7702 | 0,24 | 0,69 | 0,897 | 0,913 | 0,331 | 1045 | 346 | 37,7 | 39 | 13 |
| | | | нв | | 144 | 0,6 | 86 | 0,24 | 0,69 | 0,897 | 0,913 | 0,331 | 12 | 4 | 37,7 | 0 | 0 |
| | | | нв | | 56 | 1,0 | 56 | 0,24 | 0,69 | 0,897 | 0,913 | 0,331 | 8 | 3 | 37,7 | 0 | 0 |
| | | II | н | C ₁ | 802 | 2,1 | 1684 | 0,22 | 0,66 | 0,897 | 0,913 | 0,331 | 200 | 66 | 37,7 | 8 | 2 |
| | | | нв | | 59 | 1,7 | 100 | 0,22 | 0,66 | 0,897 | 0,913 | 0,331 | 12 | 4 | 37,7 | 0 | 0 |
| | | | нв | | 29 | 2,2 | 64 | 0,22 | 0,66 | 0,897 | 0,913 | 0,331 | 8 | 3 | 37,7 | 0 | 0 |
| | Всего по пласту 1-A | | | | C ₁ | 3424 | | 9692 | | | | | 1285 | 426 | | 47 | 15 |

Продолжение таблицы 2.5.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | |
|--------------------------------|---------------------|----|-----|----------------|----------------|------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|-----|-----|----|
| неокомский | 1-Б | | ГН | C ₁ | 500 | 5,4 | 2687 | 0,24 | 0,74 | 0,897 | 0,913 | 0,331 | 391 | 130 | 37,7 | 15 | 5 | |
| | | | ГН | C ₂ | 64 | 4,7 | 301 | 0,24 | 0,74 | 0,897 | 0,913 | 0,229 | 44 | 10 | 37,7 | 2 | 0 | |
| | | | Н | C ₁ | 1657 | 3,6 | 5965 | 0,24 | 0,68 | 0,897 | 0,913 | 0,331 | 797 | 264 | 37,7 | 30 | 10 | |
| | | | Н | C ₂ | 845 | 3,4 | 2836 | 0,24 | 0,68 | 0,897 | 0,913 | 0,229 | 379 | 87 | 37,7 | 14 | 3 | |
| | | | НВ | C ₁ | 17 | 3,0 | 51 | 0,24 | 0,68 | 0,897 | 0,913 | 0,331 | 7 | 2 | 37,7 | 0 | 0 | |
| | | | НВ | C ₂ | 77 | 2,0 | 154 | 0,24 | 0,68 | 0,897 | 0,913 | 0,229 | 21 | 5 | 37,7 | 1 | 0 | |
| | Всего по пласту 1-Б | | | | C ₁ | 2174 | | 8703 | | | | | | 1195 | 396 | | 45 | 15 |
| | | | | | C ₂ | 986 | | 3291 | | | | | | 444 | 102 | | 17 | 3 |
| | 2 | I | Н | C ₁ | 1145 | 16,3 | 18664 | 0,24 | 0,74 | 0,924 | 0,903 | 0,331 | 2766 | 917 | 34 | 94 | 31 | |
| | | | НВ | | 1559 | 7,3 | 11381 | 0,25 | 0,67 | 0,924 | 0,903 | 0,331 | 1591 | 527 | 34 | 54 | 18 | |
| | Всего по пачке 2 | | | | C ₁ | 2704 | | 30045 | | | | | | 4357 | 1444 | | 148 | 49 |
| | 3-А | I | Н | C ₂ | 230 | 4,8 | 1104 | 0,24 | 0,68 | 0,958 | 0,904 | 0,229 | 156 | 36 | 66,9 | 10 | 2 | |
| | | | НВ | | 242 | 3,4 | 823 | 0,26 | 0,65 | 0,958 | 0,904 | 0,229 | 120 | 27 | 66,9 | 8 | 2 | |
| | | | Н | C ₂ | 42 | 5,3 | 223 | 0,23 | 0,460 | 0,958 | 0,904 | 0,229 | 20 | 5 | 66,9 | 1 | 0 | |
| НВ | | | 185 | | 4,3 | 796 | 0,28 | 0,69 | 0,958 | 0,904 | 0,229 | 133 | 30 | 66,9 | 9 | 2 | | |
| Всего по пласту 3-А | | | | C ₂ | 699 | | 2946 | | | | | | 429 | 98 | | 28 | 6 | |
| Всего по неокомскому горизонту | | | | C ₁ | 8302 | | 48440 | | | | | | 6837 | 2266 | | 240 | 79 | |
| | | | | C ₂ | 1685 | | 6237 | | | | | | | | 873 | 200 | | 45 |
| Всего по блоку Огайское | | | | C ₁ | 22604 | | 117153 | | | | | | 19048 | 6273 | | 426 | 140 | |
| | | | | C ₂ | 4198 | | 11196 | | | | | | | | 1741 | 410 | | 53 |
| Восточный блок | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| верхнеальский | 0-1 | I | НВ | C ₂ | 376 | 0,3 | 113 | 0,38 | 0,7 | 0,969 | 0,962 | 0,245 | 28 | 7 | 20 | 1 | 0 | |
| | всего по пласту 0-1 | | | | C ₂ | 376 | 0,3 | 113 | | | | | 28 | 7 | | 1 | 0 | |
| | 0-3 | I | НВ | C ₂ | 407 | 2,8 | 1140 | 0,36 | 0,65 | 0,969 | 0,962 | 0,245 | 249 | 61 | 20 | 5 | 1 | |
| | | II | НВ | C ₂ | 13 | 2,2 | 29 | 0,36 | 0,65 | 0,969 | 0,962 | 0,245 | 6 | 1 | 20 | 0 | 0 | |
| | Всего по пласту 0-3 | | | | C ₂ | 420 | 2,8 | 1169 | | | | | 255 | 62 | | 5 | 1 | |

Продолжение таблицы 2.5.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | |
|------------------------------------|---------------------|-----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-----|------|------|----|----|---|
| верхнеальбский | 1-3 | I | нв | C ₁ | 200 | 2,6 | 520 | 0,37 | 0,7 | 0,963 | 0,966 | 0,250 | 125 | 31 | 22 | 3 | 1 | |
| | | | нв | C ₂ | 444 | 1,9 | 844 | 0,37 | 0,7 | 0,963 | 0,966 | 0,245 | 203 | 50 | 22 | 4 | 1 | |
| | | II | нв | C ₂ | 100 | 2,5 | 250 | 0,37 | 0,7 | 0,963 | 0,966 | 0,245 | 60 | 15 | 22 | 1 | 0 | |
| | Всего по пласту 1-3 | | | | C ₁ | 200 | 2,6 | 520 | | | | | 125 | 31 | | 3 | 1 | |
| | | | | | C ₂ | 544 | 2,0 | 1094 | | | | | 263 | 65 | | 5 | 1 | |
| Всего по верхнеальбскому горизонту | | | | C ₁ | 200 | | 520 | | | | | 125 | 31 | | 3 | 1 | | |
| | | | | C ₂ | 1340 | | 2376 | | | | | 546 | 134 | | 11 | 2 | | |
| нижнеальбский | 3-3 | I | н | B | 541 | 4,4 | 2380 | 0,29 | 0,84 | 0,943 | 0,927 | 0,366 | 507 | 186 | 30,4 | 15 | 6 | |
| | | | н | C ₁ | 67 | 3,0 | 203 | 0,29 | 0,84 | 0,943 | 0,927 | 0,366 | 43 | 16 | 30,4 | 1 | 0 | |
| | | | нв | | 159 | 1,6 | 254 | 0,28 | 0,77 | 0,943 | 0,927 | 0,366 | 48 | 18 | 30,4 | 1 | 1 | |
| | | II | н | B | 23 | 3,9 | 90 | 0,29 | 0,84 | 0,943 | 0,927 | 0,366 | 19 | 7 | 30,4 | 1 | 0 | |
| | | | нв | | 26 | 3,8 | 99 | 0,28 | 0,77 | 0,943 | 0,927 | 0,366 | 19 | 7 | 30,4 | 1 | 0 | |
| | | | н | C ₁ | 71 | 2 | 142 | 0,29 | 0,84 | 0,943 | 0,927 | 0,366 | 30 | 11 | 30,4 | 1 | 0 | |
| | | нв | 133 | | 1,6 | 213 | 0,28 | 0,77 | 0,943 | 0,927 | 0,366 | 40 | 15 | 30,4 | 1 | 0 | | |
| | | III | н | C ₁ | 76 | 4,3 | 327 | 0,29 | 0,81 | 0,943 | 0,927 | 0,366 | 67 | 25 | 30,4 | 2 | 1 | |
| | | | нв | | 34 | 2,2 | 75 | 0,28 | 0,77 | 0,943 | 0,927 | 0,366 | 14 | 5 | 30,4 | 0 | 0 | |
| | | IV | н | C ₁ | 10 | 3,9 | 39 | 0,29 | 0,81 | 0,943 | 0,927 | 0,366 | 8 | 3 | 30,4 | 0 | 0 | |
| | | | нв | | 37 | 1,8 | 67 | 0,28 | 0,77 | 0,943 | 0,927 | 0,366 | 13 | 5 | 30,4 | 0 | 0 | |
| | | V | нв | C ₂ | 12 | 0,3 | 4 | 0,28 | 0,77 | 0,943 | 0,927 | 0,275 | 1 | 0 | 30,4 | 0 | 0 | |
| | | Всего по нижнеальбскому горизонту | | | | B | 590 | | 2569 | | | | | 545 | 200 | | 17 | 6 |
| | | | | | | C ₁ | 587 | | 1320 | | | | | 263 | 98 | | 6 | 2 |
| | | | | | | C ₂ | 12 | | 4 | | | | | 1 | 0 | | 0 | 0 |
| аптский | I | н | B | 1074 | 10,6 | 11384 | 0,27 | 0,79 | 0,944 | 0,923 | 0,366 | 2116 | 774 | 32,1 | 68 | 25 | | |
| | | нв | C ₁ | 1158 | 4,8 | 5558 | 0,30 | 0,70 | 0,944 | 0,923 | 0,366 | 1017 | 372 | 32,1 | 33 | 12 | | |
| | II | н | C ₂ | 28 | 13 | 364 | 0,27 | 0,79 | 0,944 | 0,923 | 0,275 | 68 | 19 | 32,1 | 2 | 1 | | |
| | | нв | C ₂ | 79 | 5,2 | 411 | 0,30 | 0,70 | 0,944 | 0,923 | 0,275 | 75 | 21 | 32,1 | 2 | 1 | | |
| Всего по аптскому горизонту | | | | B | 1074 | | 11384 | | | | | 2116 | 774 | | 68 | 25 | | |
| | | | | C ₁ | 1158 | | 5558 | | | | | 1017 | 372 | | 33 | 12 | | |
| | | | | C ₂ | 107 | | 775 | | | | | 143 | 40 | | 4 | 2 | | |

Продолжение таблицы 2.5.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | | |
|--------------------------------|---------------------|----|----|----------------|----------------|------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|------|-------|------|-----|-----|----|
| неокомский | 1-А | I | н | C ₂ | 41 | 1,4 | 57 | 0,22 | 0,56 | 0,939 | 0,913 | 0,275 | 6 | 2 | 37,7 | 0 | 0 | | |
| | | | нв | | 62 | 1,3 | 81 | 0,22 | 0,56 | 0,939 | 0,913 | 0,275 | 9 | 2 | 37,7 | 0 | 0 | | |
| | | II | н | C ₂ | 17 | 0,1 | 2 | 0,22 | 0,56 | 0,939 | 0,913 | 0,275 | 0 | 0 | 37,7 | 0 | 0 | | |
| | | | нв | | 18 | 0,1 | 2 | 0,22 | 0,56 | 0,939 | 0,913 | 0,275 | 0 | 0 | 37,7 | 0 | 0 | | |
| | Всего по пласту 1-А | | | | C ₂ | 138 | | 142 | | | | | | 15 | 4 | | 0,0 | 0,0 | |
| неокомский | 6 | I | нв | C ₂ | 493 | 1,9 | 937 | 0,26 | 0,62 | 0,875 | 0,835 | 0,275 | 110 | 30 | 103,2 | 11 | 3 | | |
| | Всего по пачке 6 | | | | C ₂ | 493 | | 937 | | | | | | 110 | 30 | | 11 | 3 | |
| Всего по неокомскому горизонту | | | | C ₂ | 631 | | 1079 | | | | | | | 125 | 34 | | 11 | 3 | |
| Всего по Восточному блоку | | | | В | 1664 | | 13953 | | | | | | | 2661 | 974 | | 85 | 31 | |
| | | | | C ₁ | 1945 | | 7398 | | | | | | | | 1405 | 501 | | 42 | 15 |
| | | | | C ₂ | 2090 | | 4234 | | | | | | | | | 815 | 208 | | 26 |
| Западный блок | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| верхнеальбский | 0-1 | II | нв | C ₂ | 1523 | 1,3 | 1980 | 0,31 | 0,60 | 0,97 | 0,962 | 0,234 | 344 | 80 | 20 | 7 | 2 | | |
| | Всего по пласту 0-1 | | | | C ₂ | 1523 | | 1980 | | | | | | 344 | 80 | | 7 | 2 | |
| | 1-1 | | | н | C ₁ | 114 | 5,5 | 627 | 0,26 | 0,59 | 0,962 | 0,955 | 0,315 | 88 | 28 | 21,3 | 2 | 1 | |
| | | | | гнв | C ₁ | 851 | 4,6 | 3915 | 0,29 | 0,57 | 0,962 | 0,955 | 0,315 | 595 | 187 | 21,3 | 13 | 4 | |
| | | | | гнв | C ₂ | 55 | 2 | 110 | 0,29 | 0,57 | 0,962 | 0,955 | 0,234 | 17 | 4 | 21,3 | 0 | 0 | |
| | | | | нв | C ₁ | 2059 | 3,6 | 7412 | 0,30 | 0,62 | 0,962 | 0,955 | 0,315 | 1267 | 399 | 21,3 | 27 | 8 | |
| | | | | нв | C ₂ | 2083 | 1,4 | 2916 | 0,30 | 0,62 | 0,962 | 0,955 | 0,234 | 498 | 116 | 21,3 | 11 | 2 | |
| | Всего по пласту 1-1 | | | | C ₁ | 3024 | | 11954 | | | | | | 1950 | 614 | | 42 | 13 | |
| | | | | | C ₂ | 2138 | | 3026 | | | | | | | 515 | 120 | | 11 | 2 |
| | 1-2 | | | гн | C ₁ | 221 | 0,6 | 133 | 0,31 | 0,66 | 0,962 | 0,955 | 0,315 | 25 | 8 | 21,3 | 1 | 0 | |
| | | | | нв | C ₁ | 73 | 0,1 | 7 | 0,33 | 0,59 | 0,962 | 0,955 | 0,315 | 1 | 0 | 21,3 | 0 | 0 | |
| | | | | нв | C ₂ | 1185 | 0,2 | 237 | 0,33 | 0,59 | 0,962 | 0,955 | 0,234 | 42 | 10 | 21,3 | 1 | 0 | |
| | | | | гн | C ₂ | 368 | 1 | 368 | 0,31 | 0,66 | 0,962 | 0,955 | 0,234 | 69 | 16 | 21,3 | 1 | 0 | |
| | | | | гнв | C ₁ | 207 | 0,7 | 145 | 0,27 | 0,67 | 0,962 | 0,955 | 0,315 | 24 | 8 | 21,3 | 1 | 0 | |
| | | | | гнв | C ₂ | 897 | 0,7 | 628 | 0,27 | 0,67 | 0,962 | 0,955 | 0,234 | 104 | 24 | 21,3 | 2 | 1 | |

Продолжение таблицы 2.5.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
|------------------------------------|------------------------------------|------------|----|----------------|----------------|------|-------|-------|------|-------|-------|-------|------|------|------|----|----|
| верхне-альбский | Всего по пласту 1-2 | | | C ₁ | 501 | | 285 | | | | | | 50 | 16 | | 2 | 0 |
| | | | | C ₂ | 2450 | | 1233 | | | | | | 215 | 50 | | 4 | 1 |
| | 1-3 | | нв | C ₁ | 1140 | 2,7 | 3078 | 0,33 | 0,58 | 0,963 | 0,955 | 0,315 | 542 | 171 | 21,3 | 12 | 4 |
| | | | нв | C ₂ | 918 | 0,6 | 551 | 0,33 | 0,58 | 0,963 | 0,955 | 0,234 | 97 | 23 | 21,3 | 2 | 0 |
| | Всего по пласту 1-3 | | | C ₁ | 1140 | | 3078 | | | | | | 542 | 171 | | 12 | 4 |
| | | | | C ₂ | 918 | | 551 | | | | | | 97 | 23 | | 2 | 0 |
| Всего по верхнеальбскому горизонту | | | | C ₁ | 4665 | | 15317 | | | | | | 2542 | 801 | | 56 | 17 |
| | | | | C ₂ | 7029 | | 6790 | | | | | | 1171 | 273 | | 24 | 5 |
| среднеальбский | 2-1 | | нв | C ₁ | 4130 | 4,6 | 18998 | 0,28 | 0,52 | 0,942 | 0,942 | 0,315 | 2455 | 773 | 27,8 | 68 | 21 |
| | | | нв | C ₂ | 1159 | 0,8 | 927 | 0,28 | 0,52 | 0,942 | 0,942 | 0,232 | 120 | 28 | 27,8 | 3 | 1 |
| | Всего по пласту 2-1 | | | C ₁ | 4130 | | 18998 | | | | | | 2455 | 773 | | 68 | 21 |
| | | | | C ₂ | 1159 | | 927 | | | | | | 120 | 28 | | 3 | 1 |
| | 2-3 | р-н скв 57 | н | C ₂ | 1105 | 4,4 | 4862 | 0,25 | 0,49 | 0,942 | 0,942 | 0,232 | 529 | 123 | 27,8 | 15 | 3 |
| | | | нв | | 590 | 2,0 | 1180 | 0,26 | 0,45 | 0,942 | 0,942 | 0,232 | 123 | 29 | 27,8 | 3 | 1 |
| | | р-н скв 67 | н | C ₂ | 142 | 3,8 | 540 | 0,25 | 0,49 | 0,942 | 0,942 | 0,232 | 59 | 14 | 27,8 | 2 | 0 |
| | | | нв | | 1517 | 1,8 | 2731 | 0,26 | 0,45 | 0,942 | 0,942 | 0,232 | 284 | 66 | 27,8 | 8 | 2 |
| | | р-н скв 62 | н | C ₂ | 238 | 3,0 | 714 | 0,25 | 0,49 | 0,942 | 0,942 | 0,232 | 78 | 18 | 27,8 | 2 | 1 |
| | | | нв | | 1176 | 1,7 | 1999 | 0,26 | 0,45 | 0,942 | 0,942 | 0,232 | 208 | 48 | 27,8 | 6 | 1 |
| | Всего по пласту 2-3 | | | C ₂ | 4768 | | 12026 | | | | | | 1281 | 298 | | 36 | 8 |
| | Всего по среднеальбскому горизонту | | | | C ₁ | 4130 | | 18998 | | | | | | 2455 | 773 | | 68 |
| | | | | C ₂ | 5927 | | 12953 | | | | | | 1401 | 326 | | 39 | 9 |
| нижне-альбский | 3-3 | | нв | C ₁ | 2029 | 3,7 | 7507 | 0,25 | 0,6 | 0,954 | 0,917 | 0,236 | 985 | 232 | 45,2 | 45 | 10 |
| Всего по нижнеальбскому горизонту | | | | C ₁ | 2029 | | 7507 | | | | | | 985 | 232 | | 45 | 10 |
| аптский | | | нв | | 1070 | 2,8 | 2996 | 0,26 | 0,56 | 0,955 | 0,930 | 0,310 | 387 | 120 | 41,3 | 16 | 5 |
| Всего по аптскому горизонту | | | | C ₁ | 1070 | | 2996 | | | | | | 387 | 120 | | 16 | 5 |

Продолжение таблицы 2.5.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
|--------------------------------|---------------------|---------------------|----|------------------|-------|-----|--------|------|------|-------|-------|-------|------|-----|------|-----|----|
| НЕОКОМСКИЙ | 1-А | | н | C ₁ | 199 | 3,6 | 716 | 0,25 | 0,53 | 0,897 | 0,913 | 0,310 | 78 | 24 | 37,7 | 3 | 1 |
| | | | нв | C ₁ | 345 | 2,7 | 932 | 0,22 | 0,53 | 0,897 | 0,913 | 0,310 | 89 | 28 | 37,7 | 3 | 1 |
| | | | н | C ₂ | 142 | 4,0 | 568 | 0,25 | 0,53 | 0,897 | 0,913 | 0,230 | 62 | 14 | 37,7 | 2 | 1 |
| | | | нв | C ₂ | 572 | 2,5 | 1430 | 0,22 | 0,53 | 0,897 | 0,913 | 0,230 | 137 | 31 | 37,7 | 5 | 1 |
| неокомский | 1-А | Всего по пласту 1-А | | C ₁ | 544 | | 1648 | | | | | | 167 | 52 | | 6 | 2 |
| | | | | C ₂ | 714 | | 1998 | | | | | | | 199 | 45 | | 7 |
| | 1-Б | скв19-62 | н | C ₂ | 552 | 3,1 | 1711 | 0,25 | 0,54 | 0,897 | 0,913 | 0,230 | 189 | 43 | 37,7 | 7 | 2 |
| | | скв.58 | н | C ₂ | 215 | 2,8 | 602 | 0,25 | 0,54 | 0,897 | 0,913 | 0,230 | 67 | 15 | 37,7 | 3 | 1 |
| | | | нв | | 755 | 1,9 | 1435 | 0,25 | 0,54 | 0,897 | 0,913 | 0,230 | 159 | 37 | 37,7 | 6 | 1 |
| | | Всего по пласту 1-Б | | C ₂ | 1522 | | 3748 | | | | | | | 415 | 95 | | 16 |
| | 3-А | | н | C ₁ | 184 | 3,1 | 570 | 0,23 | 0,46 | 0,958 | 0,904 | 0,310 | 52 | 16 | 66,9 | 3 | 1 |
| | | | нв | C ₁ | 537 | 2,8 | 1504 | 0,30 | 0,61 | 0,958 | 0,904 | 0,310 | 238 | 74 | 66,9 | 16 | 5 |
| | Всего по пласту 3-А | | | C ₁ | 721 | | 2074 | | | | | | 290 | 90 | | 19 | 6 |
| | 5 | | нв | C ₁ | 503 | 2,3 | 1157 | 0,31 | 0,66 | 0,931 | 0,907 | 0,310 | 200 | 62 | 62,2 | 12 | 4 |
| Всего по пачке 5 | | | | C ₁ | 503 | | 1157 | | | | | 200 | 62 | | 12 | 4 | |
| Всего по неокомскому горизонту | | | | C ₁ | 1768 | | 4879 | | | | | 657 | 204 | | 37 | 12 | |
| | | | | C ₂ | 2236 | | 5746 | | | | | 614 | 140 | | 23 | 6 | |
| Всего по Западному блоку | | | | C ₁ | 13662 | | 49697 | | | | | 7026 | 2130 | | 222 | 65 | |
| | | | | C ₂ | 15192 | | 25489 | | | | | 3186 | 739 | | 86 | 20 | |
| Итого по месторождению | | | | В | 1664 | | 13953 | | | | | 2661 | 974 | | 85 | 31 | |
| | | | | C ₁ | 38211 | | 174248 | | | | | 27479 | 8904 | | 690 | 220 | |
| | | | | В+С ₁ | 39875 | | 188201 | | | | | 30140 | 9878 | | 775 | 251 | |
| | | | | C ₂ | 21480 | | 40919 | | | | | 5742 | 1357 | | 165 | 38 | |

Таблица 2.5.2 – Подсчет начальных запасов свободного газа и газа газовой шапки месторождения Морское, включая блок Огайское

| Горизонт | Блок | Зона по характеру насыщения | Категория запасов | Площадь газоносности, тыс.м ² | Средневзвеш. газонас. толщина, м | Объем газонасыщенных пород, тыс.м ³ | Коэффициент пористости, д.ед. | Коэффициент газонасыщенности, д.ед. | Начальн. пластовое давление, Мпа | Конечн. пластовое давление, Мпа | Поправка | | | Коэффициент перевода техн. в физ. | Геологические запасы пластов. газа, млн. м ³ | Коэффициент извлечения газа | Извлекаемые запасы пластов.газа, млн.м ³ | Мольная доля сухого газа д.ед. | Геологические запасы сухого газа, млн.м ³ | Извлекаемые запасы сухого газа, млн.м ³ | |
|--|-----------|-----------------------------|---------------------|--|----------------------------------|--|-------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|---|---|---------------|-----------------------------------|---|-----------------------------|---|--------------------------------|--|--|----|
| | | | | | | | | | | | начальн.отклон.от закона Бойля-Мариотта | конечн. отклон. от закона Бойля-Мариот. | температурная | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | |
| Западный блок | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| газ в газовой шапке | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| верхнеальбский | пласт 1-1 | | гн | C ₂ | 1020 | 1,7 | 1734 | 0,26 | 0,59 | 8,9 | 0,11 | 1,10 | 1 | 0,947 | 9,87 | 24 | 0,775 | 19 | 1,0 | 24 | 19 |
| | | | Всего по пласту 1-1 | C ₂ | 1020 | 1,7 | 1734 | | | | | | | | | | 24 | | 19 | 1 | 24 |
| | пласт 1-2 | | г | C ₁ | 140 | 4,1 | 574 | 0,26 | 0,57 | 11,38 | 0,11 | 1,10 | 1 | 0,947 | 9,87 | 10 | 0,775 | 8 | 1,0 | 10 | 8 |
| | | | гн | | 1202 | 3,0 | 3606 | 0,31 | 0,66 | 11,38 | 0,11 | 1,10 | 1 | 0,947 | 9,87 | 86 | 0,775 | 67 | 1,0 | 86 | 67 |
| | | | г | C ₂ | 229 | 2,2 | 504 | 0,24 | 0,57 | 11,38 | 0,11 | 1,10 | 1 | 0,947 | 9,87 | 8 | 0,775 | 6 | 1,0 | 8 | 6 |
| | | | гн | | 436 | 0,7 | 305 | 0,31 | 0,66 | 11,38 | 0,11 | 1,10 | 1 | 0,947 | 9,87 | 7 | 0,775 | 5 | 1,0 | 7 | 5 |
| | | Всего по пласту 1-2 | | C ₁ | 1342 | 3,1 | 4180 | | | | | | | | | 96 | | 75 | | 96 | 75 |
| | | Всего по пласту 1-2 | | C ₂ | 665 | 1,2 | 809 | | | | | | | | | 15 | | 11 | | 15 | 11 |
| Всего по западному блоку (газ в газовой шапке) | | | | C ₁ | 1342 | | 4180 | | | | | | | | 96 | | 75 | | 96 | 75 | |
| Всего по западному блоку (газ в газовой шапке) | | | | C ₂ | 1685 | | 2543 | | | | | | | | 39 | | 30 | | 39 | 30 | |

Продолжение таблицы 2.5.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | | |
|--|-----------|---------------------|----------------|----------------|----------------|------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----|-----|----|----|
| свободный газ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| среднеальбский | пласт 2-2 | Г | C ₁ | 408 | 1,8 | 734 | 0,25 | 0,54 | 11,90 | 0,11 | 1,190 | 1 | 0,880 | 9,87 | 12 | 0,775 | 9 | 1,0 | 12 | 9 | | |
| | | ГВ | | 112 | 1,0 | 112 | 0,20 | 0,72 | 11,90 | 0,11 | 1,190 | 1 | 0,880 | 9,87 | 2 | 0,775 | 2 | 1,0 | 2 | 2 | | |
| | | Г | C ₂ | 649 | 1,8 | 1168 | 0,25 | 0,54 | 11,90 | 0,11 | 1,190 | 1 | 0,880 | 9,87 | 19 | 0,775 | 15 | 1,0 | 19 | 15 | | |
| | | ГВ | | 716 | 1,6 | 1146 | 0,20 | 0,72 | 11,90 | 0,11 | 1,190 | 1 | 0,880 | 9,87 | 20 | 0,775 | 16 | 1,0 | 20 | 16 | | |
| | | Всего по пласту 2-2 | | | C ₁ | 520 | 1,6 | 846 | | | | | | | | | 14 | | 11 | | 14 | 11 |
| | | | C ₂ | 1365 | 1,7 | 2314 | | | | | | | | | 39 | | 31 | | 39 | 31 | | |
| K _{1a} | | ГВ | C ₁ | 785 | 5,3 | 4161 | 0,258 | 0,60 | 12,19 | 0,11 | 1,163 | 1 | 0,872 | 9,87 | 78 | 0,786 | 61 | 1,0 | 78 | 61 | | |
| | | ГВ | C ₂ | 527 | 5,0 | 2635 | 0,258 | 0,60 | 12,19 | 0,11 | 1,163 | 1 | 0,872 | 9,87 | 49 | 0,786 | 39 | 1,0 | 49 | 39 | | |
| | | Всего по апту | | | C ₁ | 785 | 5,3 | 4161 | | | | | | | | 78 | | 61 | | 78 | 61 | |
| | | | | | C ₂ | 527 | 5,0 | 2635 | | | | | | | | 49 | | 39 | | 49 | 39 | |
| Всего по западному блоку (свободный газ) | | | C ₁ | 1305 | | 5007 | | | | | | | | | 92 | | 72 | | 92 | 72 | | |
| | | | C ₂ | 1892 | | 4949 | | | | | | | | | 88 | | 70 | | 88 | 70 | | |
| Блок Огайское | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| газ в газовой шапке | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| K _{1a} | I | Г | C ₁ | 314 | 3,4 | 1068 | 0,258 | 0,69 | 12,19 | 0,11 | 1,163 | 1 | 0,872 | 9,87 | 23 | 0,786 | 18 | 1,0 | 23 | 18 | | |
| | | ГН | | 138 | 1,8 | 248 | 0,268 | 0,74 | 12,19 | 0,11 | 1,163 | 1 | 0,872 | 9,87 | 6 | 0,786 | 5 | 1,0 | 6 | 5 | | |
| | | ИТОГО | | | C ₁ | 452 | 2,9 | 1316 | | | | | | | | 29 | | 23 | | 29 | 23 | |
| неокомский | 1-Б | I | Г | C ₁ | 26 | 4,6 | 120 | 0,19 | 0,53 | 12,19 | 0,11 | 1,163 | 1 | 0,872 | 9,87 | 1 | 0,786 | 1 | 1,0 | 1 | 1 | |
| | | | | | ГН | 417 | 4,0 | 1668 | 0,19 | 0,53 | 12,19 | 0,11 | 1,163 | 1 | 0,872 | 9,87 | 20 | 0,786 | 16 | 1,0 | 20 | 16 |
| | | | ГН | C ₂ | 186 | 2,5 | 465 | 0,19 | 0,53 | 12,19 | 0,11 | 1,163 | 1 | 0,872 | 9,87 | 6 | 0,786 | 5 | 1,0 | 6 | 5 | |
| | | Всего по пласту 1-Б | | | C ₁ | 443 | 4,3 | 1788 | | | | | | | | | 21 | | 17 | | 21 | 17 |
| | | | | | C ₂ | 186 | 2,5 | 465 | | | | | | | | | 6 | | 5 | | 6 | 5 |

Продолжение таблицы 2.5.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 |
|---|----------------|------|---|------|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|-----|----|-----|----|-----|-----|
| Всего по блоку Огайское (газ в газовой шапке) | C ₁ | 895 | | 3104 | | | | | | | | | | | 50 | | 40 | | 50 | 40 |
| | C ₂ | 186 | | 465 | | | | | | | | | | | 6 | | 5 | | 6 | 5 |
| В целом по месторождению (газ в газовой шапке) | C ₁ | 2237 | | 7284 | | | | | | | | | | | 146 | | 115 | | 146 | 115 |
| | C ₂ | 1871 | | 3008 | | | | | | | | | | | 45 | | 35 | | 45 | 35 |
| В целом по месторождению (свободный газ) | C ₁ | 1305 | | 5007 | | | | | | | | | | | 92 | | 72 | | 92 | 72 |
| | C ₂ | 1892 | | 4949 | | | | | | | | | | | 88 | | 70 | | 88 | 70 |

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

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

Для контроля за разработкой месторождения с целью оценки продуктивности скважин, фильтрационных параметров пластов, энергетического состояния залежей в «Проекте разработки...» [5] рекомендовалось выполнение комплекса гидродинамических исследований, включающего в себя исследования методом установившихся отборов (МУО), методом восстановления давления (КВД), замеры забойных и пластовых давлений и температур и т.д. Для получения достоверной информации по ёмкостно-фильтрационным характеристикам рекомендовалось проводить исследования МУО не менее чем на 3 режимах прямым и обратным ходом с отработкой на каждом режиме двое суток.

За период разработки (с 2018 г. по 2021 г.) на месторождении Морское, включая блок Огайское были проведены гидродинамические исследования, как в переходящих, так и в новых скважинах. В ПР [5] приведены результаты исследований с 2016 по 2017 г., а также были рассчитаны и приведены средние значения коэффициента продуктивности и основных фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов. (таблица 5.4.3)

Интерпретация ГДИ выполнялась компанией ТОО «УзеньГеоСервис» с использованием специализированного программного продукта «Saphir NL».

За анализируемый период (2018-2021 гг.) проведено 50 гидродинамических исследований в 37 скважинах. Из них 22 КВД – в 4 (№№20, 159, 398, 516Н) скважинах, МУО в одной скважине, 19 КВУ – в 12 (№№33, 20, 51, 59, 70, 76, 80, 81, 141, 155, 402, 524) скважинах и 1 замер пластового давления – в 3 (55, 80, 185) скважинах.

Результаты всех исследований представлены в таблице 3.1.1.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Проектным документом на разработку месторождения является «Проект разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» [5].

По утвержденному 2 варианту разработки выделено 4 объекта разработки:

I объект – объединяет нижнеальбские и аптские нефтяные залежи Восточного блока;

II объект – объединяет альбские и аптские газонефтяные и нефтяные залежи, и неокомские нефтяные залежи Западного блока;

III объект – объединяет альбские нефтяные, аптские и неокомские газонефтяные и нефтяные залежи блока Огайское;

IV объект – сеноманские нефтяные залежи блока Огайское.

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

По состоянию на 01.01.2022 г. на месторождении Морское, включая блок Огайское всего пробурено 151 скважина. Добывающий фонд составляет 124 ед., из них действующие – 122 ед. и бездействующие – 2 ед. Нагнетательный фонд составляет 5 ед., все скважины действующие. В консервации находится одна скважина. В освоении после бурения находятся 12 оценочных скважин. Ликвидированы 9 скважин, из них по геологическим причинам 6 ед., по техническим причинам 3 ед.

На дату анализа действующие скважины эксплуатируются фонтанным и механизированным способами: фонтанным – 5 ед., механизированным – 117 ед. (ВШНУ – 86 ед., УЭЦН – 31 ед.).

Действующий фонд состоит из 54,1% (66 ед.) наклонно-направленных скважин, 36 % (44 ед.) горизонтальных скважин и 10% (12 ед.) вертикальных скважин.

Характеристика фонда скважин по месторождению в целом и по объектам по состоянию на 01.01.2022 г. представлена в таблице 3.2.1.1.

За анализируемый период (2018-2021 гг.) на месторождении пробурено 63 новых скважин, из них 35 добывающих (10 наклонно-направленные и 25 горизонтальные) и 7 оценочных скважин пробурены согласно «Проекту разработки...» [5] и 16 добывающих (16 горизонтальные) и 5 оценочных скважин согласно «Аналізу разработки...» [7].

I объект (Восточный блок)

На I объекте по состоянию на 01.01.2022 г. пробурено 20 скважин. В добывающем фонде находятся 14 скважин (№№6, 6Д, 10, 11, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35), из них 12 действующих (№№6Д, 10, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35) и 2 бездействующих (№№6, 11). Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин составляет 2 ед. (№№7, 9), из них все действующие. В консервации находится одна скважина (№14). Ликвидировано 3 (№№1, 8, 25) скважины, из них по геологическим причинам 2 скважины (№№8, 25), по техническим причинам одна скважина (№1).

II объект (Западный блок)

На II объекте по состоянию на 01.01.2022 г. пробурено 30 скважин. В добывающем фонде находятся 23 скважин (№№19, 56, 59, 60, 67, 81, 82, 346, 348, 360, 362, 380, 400, 401, 402, ЮЗМ-1, 57, 396, 83, 322Н, 326Н, 342, 364), из них все действующие. В эксплуатационном фонде нагнетательных скважин находится одна действующая скважина (№58). В освоении после бурения находятся 4 оценочных скважин. Ликвидированы две скважины, одна скважина (№4) по техническим причинам и одна (№Р-2) по геологическим причинам.

За анализируемый период на данном объекте пробурено 9 новых добывающих скважин (№№360, 362, 380, 400, 401, 402, ЮЗМ-1, 342, 364), из них 3 горизонтальные скважины (№№400, 401, 402) и 6 наклонно-направленные скважины (№№ЮЗМ-1, 342, 360, 362, 364, 380).

III объект (блок Огайское)

На III объекте по состоянию на 01.01.2022 г. пробурено 101 скважина. В добывающем фонде находятся 87 скважин (№№20, 30, 31, 32, 33, 34, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 70, 71, 72, 73, 76, 77, 78, 79, 80, 134, 139, 141, 142, 143, 145, 146, 148, 149, 155, 159, 162, 167, 170, 171, 172, 175, 177, 178, 179, 180, 182, 185, 186, 187, 200, 201, 202, 203, 407, 409, 411, 414, 416, 417, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517, 518, 519, 522, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532) из них из них 2 скважины (№№20, 32) во временном простое. В эксплуатационном фонде нагнетательных скважин находятся 2 скважины (№№1, 74). В освоении после бурения находятся 8 оценочных скважин. Ликвидированы 4 скважины (№№12, 18, 28, 29), из них 3 (№№12, 28, 29) по геологическим причинам, 1 (№18) по техническим причинам.

За анализируемый период на данном объекте пробурено 43 новых добывающих скважин, из них 39 горизонтальные скважины (№№186, 203, 407, 409, 411, 414, 416, 417, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517, 518,

519, 522, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532) и 4 наклонно-направленные скважины (№№187, 200, 201, 202)

В таблицах 3.2.1.2 – 3.2.1.5 представлены распределения действующего эксплуатационного фонда скважин по дебиту нефти и жидкости, обводненности и по приемистости нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2022 г.

Как видно из таблицы 3.2.1.2 основной фонд добывающих скважин (53,4 %) работают с дебитом нефти в диапазоне от 10 т/сут до 30 т/сут, 40,8 % - до 10 т/сут, 5,8 % - от 30 т/сут до 50 т/сут.

Приемистостью от 100 м³/сут до 250 м³/сут работают две скважины (№№1, 74) и от 350 м³/сут до 450 м³/сут две скважины (№№7, 9), одна скважина (№58) работает с приемистостью больше 550 м³/сут.

Как видно из таблицы 3.2.1.5 процент обводненности от 40% до 70% приходится на 48,3 % скважин добывающего фонда, с обводненностью до 10 % работают 5,8% в основном новые скважины, от 10% до 40% - 20,0 %, с обводненностью больше 90% работают 2,5 % (2 скважины – №№76, 514).

Характеристика новых скважин

Характеристика дебитов нефти и обводненности новых скважин представлена в таблице 3.2.1.6.

Как видно из таблицы всего на месторождении за анализируемый период пробурено 51 добывающая скважина. Из них на II объект (Западное Морское) – 8 скважин, на III объект (Огайское) – 43 скважин.

На II объекте новые скважины были пробурены в 2018 году на верхне-, средне-, нижне-альбские горизонты. Из 8-ми пробуренных скважин 3 скважины горизонтальные (№№400, 401, 402), остальные наклонно-направленные (№№342, 360, 362, 364, 380). Все скважины работают механизированным способом (УЭЦН, ВН).

Начальные дебиты новых скважин варьируют в диапазоне от 7,4 т/сут (№400) до 25,3 т/сут (№362), начальная обводненность скважин варьирует в диапазоне от 10,2 % (№362) до 64,3 % (№342).

По состоянию на 01.01.2022 г. по новым скважинам наблюдается снижение дебитов нефти и увеличение обводненности. Снижение дебита нефти от начального, свыше 50%, наблюдается по скважинам №№342, 402, 400, 401. Обводненность больше 50% наблюдается по скважинам №№342, 360, 364, 402, 400.

На III объекте новые скважины были пробурены в 2018 году в количестве 11 ед., в 2019 году – 16 ед., в 2021 году – 16 ед. Все скважины были пробурены на верхнеальбские, аптские и неокомские горизонты. Из 43-х пробуренных скважин 4 скважины наклонно-направленные, 39 скважин – горизонтальные. Фонтанным способом эксплуатации работают 3 скважины, остальные скважины механизированным способом (УЭЦН, ВН).

Начальные дебиты новых скважин варьируют в диапазоне от 8,9 т/сут (№417) до 55,2 т/сут (№500), начальная обводненность скважин варьирует в диапазоне от 1,4 % (№529) до 66,9 % (№531).

По состоянию на 01.01.2022 г. по новым скважинам наблюдается снижение дебитов нефти и увеличение обводненности. Снижение дебита нефти от начального, свыше 50%, наблюдается по скважинам №№504, 501, 502, 505, 186, 524, 516, 512, 507, 529, 526, 528, 514. Обводненность больше 50% наблюдается по скважинам №№504, 500, 503, 501, 502, 505, 203, 186, 187, 519, 516, 512, 507, 518, 515, 526, 531, 528, 514.

Таблица 3.2.1.1 – Характеристика фонда скважин месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.01.2022 г.

| №№ п/п | Фонд | Категория | Объекты | | | Всего, ед. | |
|-----------|------------------------------------|---------------------------|-----------|---|--|---|-----------|
| | | | I объект | II объект | III объект | | |
| 1 | Фонд добывающих скважин | в т.ч. действующих, ед. | 12 | 23 | 87 | 122 | |
| | | из них | Фонтанные | 1 (10) | 1 (396) | 3 (149, 510, 529) | 5 |
| | | | ВШНУ | 11 (6Д, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35) | 16 (19, 56, 59, 60, 67, 81, 82, 346, 348, 360, 362, 380, 400, 401, 402, ЮЗМ-1) | 57 (30, 33, 50, 51, 53, 54, 55, 71, 72, 73, 76, 77, 78, 79, 80, 134, 139, 141, 143, 148, 155, 159, 162, 167, 171, 175, 177, 178, 179, 180, 182, 185, 186, 187, 200, 201, 202, 203, 414, 417, 500, 502, 505, 506, 507, 509, 511, 512, 513, 517, 518, 519, 522, 525, 526, 531, 532) | 84 |
| | | | УЭЦН | | 6 (57, 83, 322Н, 326Н, 342, 364) | 25 (31, 34, 52, 70, 142, 145, 146, 170, 172, 407, 409, 411, 416, 501, 503, 504, 508, 514, 515, 516, 523, 524, 527, 528, 530) | 31 |
| | | в простое | | | 2 (20, 32) | 2 | |
| | | в бездействии | | 2 (11, 6) | | | 2 |
| | Всего, ед. | 14 | 23 | 87 | 124 | | |
| 2 | Фонд нагнетательных скважин | в т.ч.: действующих | 2 (7, 9) | 1 (58) | 2 (1, 74) | | |
| | | в бездействии | | | | | |
| | | Всего, ед. | 2 | 1 | 2 | 5 | |
| 3 | Фонд в консервации | добывающих | 1 (14) | | | | |
| | | нагнетательных | | | | | |
| | | Всего, ед. | 1 | | | 1 | |
| 4 | Фонд оценочных скважин | в испытании | | 4 (62, 63, 64, 398) | 8 (63-1, 64-1, 65, 66, 75, 113, 114, СЗО-1) | | |
| | | Всего, ед. | | 4 | 8 | 12 | |
| 5 | Фонд контрольных скважин | Всего, ед. | | | | 0 | |
| 6 | Фонд ликвидированных скважин | по геологическим причинам | 2 (8, 25) | 1 (Р-2) | 3 (12, 28, 29) | | |
| | | по техническим причинам | 1 (1) | 1 (4) | 1 (18) | | |
| | | Всего, ед. | 3 | 2 | 4 | 9 | |
| 7 | Итого пробуренный фонд, ед. | | 20 | 30 | 101 | 151 | |

Таблица 3.2.1.2 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Распределение дебита нефти в добывающих скважинах на 01.01.2022 г.

| Объект разработки | Диапазон изменения дебита нефти, т/сут | | | | | | | | | | | | | | | Всего | |
|-------------------------------------|--|----------------------------|-------------|---|-------------|---|-------------|--|------------|---|------------|-----------------------------|------------|-----|------------|-------|------------|
| | <5 | | 5-10 | | 10-15 | | 15-20 | | 20-30 | | 30-40 | | 40-50 | | >50 | | |
| | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | | №№ |
| I | 4 | 13, 17, 26, 35 | 4 | 6Д, 15, 21, 24 | 4 | 10, 12, 22, 23 | | | | | | | | | | | 12 |
| II | 6 | 56, 67, 348, 396, 400, 402 | 6 | 57, 59, 60, 81, 342, 401 | 9 | 19, 82, 83, 322, 346, 360, 362, 364, ЮЗМ-1 | 2 | 326, 380 | | | | | | | | | 23 |
| III | 5 | 30, 72, 76, 514, 526 | 24 | 33, 50, 51, 53, 55, 71, 73, 141, 155, 159, 175, 178, 179, 180, 182, 185, 186, 411, 414, 505, 507, 512, 524, 528 | 22 | 34, 54, 70, 77, 79, 134, 139, 142, 143, 167, 171, 172, 187, 200, 201, 417, 501, 502, 508, 515, 529, 531 | 16 | 31, 52, 146, 177, 203, 407, 409, 416, 504, 509, 510, 511, 513, 525, 527, 530 | 11 | 78, 80, 145, 149, 162, 170, 506, 516, 517, 518, 522 | 6 | 31, 500, 503, 519, 523, 532 | 1 | 202 | | | 85 |
| % действующего фонда скважин | 12,5 | | 28,3 | | 29,2 | | 15,0 | | 9,2 | | 5,0 | | 0,8 | | 0,0 | | 120 |

Таблица 3.2.1.3 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Распределение дебита жидкости в добывающих скважинах на 01.01.2022 г.

| Объект разработки | Диапазон изменения дебита жидкости, т/сут | | | | | | | | | | | | | Всего | |
|-------------------------------------|---|----|------------|------------------|-------------|---|-------------|--|-------------|---|------------|--|-------------|---|--------------|
| | <5 | | 5-10 | | 10-20 | | 20-30 | | 30-40 | | 40-50 | | >50 | | |
| | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | | №№ |
| I | | | | | 4 | 17, 21, 26, 35 | 3 | 6Д, 13, 24 | 4 | 12, 15, 22, 23 | | | 1 | 10 | 12 |
| II | | | 4 | 60, 67, 396, 402 | 4 | 56, 322, 400, 401 | 7 | 81, 82, 342, 348, 362, 364, 380 | 6 | 59, 83, 326, 346, 360, ЮЗМ-1 | 2 | 19, 57 | | | 23 |
| III | 1 | 72 | 2 | 30, 141 | 20 | 34, 51, 53, 70, 73, 143, 167, 172, 179, 180, 186, 411, 414, 417, 508, 509, 510, 524, 525, 529 | 27 | 33, 50, 54, 55, 71, 77, 79, 134, 139, 146, 159, 162, 175, 178, 182, 185, 200, 201, 407, 512, 514, 515, 517, 522, 527, 530, 531 | 14 | 52, 76, 78, 145, 148, 149, 171, 177, 187, 409, 416, 505, 511, 513 | 8 | 142, 155, 170, 502, 506, 507, 523, 526 | 13 | 31, 80, 202, 203, 500, 501, 503, 504, 516, 518, 519, 528, 532 | 85 |
| % действующего фонда скважин | 0,8 | | 5,0 | | 23,3 | | 30,8 | | 20,0 | | 8,3 | | 11,7 | | 100,0 |

Таблица 3.2.1.4 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Распределение действующего фонда нагнетательных скважин по различным диапазонам приемистости по состоянию на 01.01.2022 г.

| Объект разработки | Диапазон изменения приемистости, м ³ /сут | | | | | | | | | | | Всего | |
|-------------------------------------|--|----|-------------|-------|------------|----|-------------|------|------------|----|-------------|-------|----------|
| | <100 | | 100-250 | | 250-350 | | 350-450 | | 450-550 | | >550 | | |
| | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | | №№ |
| I | | | | | | | 2 | 7, 9 | | | | | 2 |
| II | | | | | | | | | | | 1 | 58 | 1 |
| III | | | 2 | 1, 74 | | | | | | | | | 2 |
| % действующего фонда скважин | 0,0 | | 40,0 | | 0,0 | | 40,0 | | 0,0 | | 20,0 | | 5 |

Таблица 3.2.1.5 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Распределение обводненности в добывающих скважинах на 01.01.2022 г.

| Объект разработки | Диапазон изменения обводненности, % | | | | | | | | | | | Всего | |
|-------------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|------------|--------------|-------------|---|-------------|---|-------------|---|------------|---------|------------|
| | <10 | | 10-20 | | 20-40 | | 40-70 | | 70-90 | | >90 | | |
| | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | №№ | кол. | | №№ |
| I | | | | | | | 5 | 21, 22, 23, 24, 35 | 7 | 6Д, 10, 12, 13, 15, 17, 26 | | | 12 |
| II | | | | | 2 | 322, 380 | 13 | 60, 67, 81, 82, 83, 326, 360, 362, 364, 396, 401, 402, ЮЗМ-1 | 7 | 19, 56, 57, 59, 342, 346, 400 | 1 | 348 | 23 |
| III | 7 | 34, 141, 146, 509, 510, 517, 529 | 3 | 70, 167, 525 | 19 | 72, 78, 143, 145, 148, 149, 162, 170, 172, 200, 202, 411, 414, 508, 522, 523, 527, 530, 532 | 40 | 30, 51, 52, 54, 55, 73, 77, 79, 80, 134, 139, 142, 171, 175, 177, 178, 179, 180, 182, 185, 186, 187, 201, 407, 409, 416, 417, 500, 502, 503, 506, 511, 512, 513, 515, 516, 518, 519, 524, 531 | 14 | 31, 33, 50, 53, 71, 155, 159, 203, 501, 504, 505, 507, 526, 528 | 2 | 76, 514 | 85 |
| % действующего фонда скважин | 5,8 | | 2,5 | | 17,5 | | 48,3 | | 23,3 | | 2,5 | | 120 |

Таблица 3.2.1.6 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Характеристика новых скважин по состоянию на 01.01.2022 г.

| Объекты | №№ Сква. | Тип скважины | Способ эксплуатации | Дата ввода в эксплуатацию | Горизонт | Интервал перфорации | Дебит нефти, т/сут | | Обводненность, % | |
|---------|----------|--------------|---------------------|---------------------------|---|--|--------------------|------|------------------|------|
| | | | | | | | нач. | тек. | нач. | тек. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| II | 362 | накл.-напр. | ВН | 30.03.2018 | K1a1(3-3) | 1278-1283 | 25,3 | 13,3 | 10,2 | 49,9 |
| | 364 | накл.-напр. | УЭЦН | 18.02.2018 | K1a2(2-1) | 1313,0-1320,5 | 17,2 | 10,9 | 16,0 | 58,7 |
| | 380 | накл.-напр. | ВН | 26.04.2018 | K1a1(3-3) | 1272-1274 | 25,2 | 16,8 | 17,5 | 26,8 |
| | 342 | накл.-напр. | УЭЦН | 11.05.2018 | K1a2(2-1) | 1185,5- 1186,6, 1188,2-1192,2 | 13,5 | 5,0 | 64,3 | 78,7 |
| | 360 | накл.-напр. | ВН | 08.07.2018 | K1a2(2-1) | 1030-1036 | 12,4 | 12,4 | 40,9 | 65,8 |
| | 402 | гориз. | ВН | 12.07.2018 | K1a3(1-1) | 1250-1280, 1295-1315, 1350-1470 | 9,9 | 3,5 | 45,0 | 62,1 |
| | 400 | гориз. | ВН | 05.08.2018 | K1a3(1-1) | 1120-1200, 1240-1310, 1340-1430 | 7,4 | 3,0 | 47,8 | 71,1 |
| | 401 | гориз. | ВН | 05.09.2018 | K1a3(1-1) | 1100-1163, 1178-1228, 1240-1380 | 16,1 | 8,0 | 14,1 | 40,7 |
| III | 201 | накл.-напр. | ВН | 15.02.2018 | K1a3(1-1) | 786,8-798,8 | 18,9 | 13,7 | 58,9 | 49,2 |
| | 200 | накл.-напр. | ВН | 08.06.2018 | K1a3(0-3) | 847-849,5 | 16,5 | 14,2 | 5,2 | 32,8 |
| | 504 | гориз. | УЭЦН | 16.02.2018 | K1a3(0-1) | 785-795, 820-850, 865-890, 890-930, 945-1045 | 38,6 | 15,4 | 7,0 | 86,5 |
| | 500 | гориз. | ВН | 11.03.2018 | K1a3(0-3) | 980-1142 | 55,2 | 31,8 | 2,8 | 59,1 |
| | 503 | гориз. | УЭЦН | 27.03.2018 | K1a3(1-4) | 1120-1288 | 40,8 | 35,4 | 18,1 | 58,2 |
| | 501 | гориз. | УЭЦН | 26.04.2018 | K1a3(0-1) | 805-895, 980-1085 | 38,4 | 11,8 | 8,6 | 84,8 |
| | 502 | гориз. | ВН | 28.04.2018 | K1a3(0-3) | 529-538, 810-990, 1030-1114 | 40,3 | 12,7 | 13,3 | 68,8 |
| | 505 | гориз. | ВН | 25.05.2018 | K1a3(1-3) | 1138-1220 | 15,2 | 5,9 | 12,5 | 81,0 |
| | 202 | гориз. | ВН | 27.07.2018 | K1a3(0-3) | 778,0-850,0 | 27,8 | 47,1 | 22,9 | 23,6 |
| | 506 | гориз. | ВН | 23.07.2018 | K1a3(0-3) | 1060-1255 | 44,0 | 26,2 | 13,9 | 42,1 |
| | 203 | гориз. | ВН | 29.08.2018 | K1a3(1-1) | 790-930 950-1055 | 32,2 | 17,6 | 5,9 | 75,9 |
| | 186 | накл.-напр. | ВН | 12.04.2019 | K1a3(1-3) | 778,5-780 | 20,3 | 6,1 | 5,2 | 62,7 |
| | 187 | накл.-напр. | ВН | 06.05.2019 | K1a3(1-4) | 785-787 | 14,2 | 10,8 | 24,4 | 68,5 |
| | 519 | гориз. | ВН | 24.03.2019 | K1a3(0-1) | 745-830, 855-985 | 20,5 | 32,9 | 14,6 | 54,8 |
| | 524 | гориз. | УЭЦН | 22.03.2019 | K1a3(1-4) | 180-210, 245-260, 870-970, 980-1085 | 17,1 | 7,9 | 17,0 | 50,6 |
| | 516 | гориз. | УЭЦН | 05.04.2019 | K1a | 1273-1390, 1480-1695 | 53,3 | 23,6 | 10,5 | 53,2 |
| 512 | гориз. | ВН | 14.04.2019 | K1a3(0-3) | 708-714 | 21,7 | 9,1 | 3,4 | 55,3 | |
| 522 | гориз. | ВН | 30.04.2019 | K1a3(1-1) | 779,5-889,5, 907,5-997,5, 1007,5-1107,5 | 22,4 | 20,4 | 6,6 | 29,3 | |

Продолжение таблицы 3.2.1.6

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|-----|--------|--------|------------|------------|---------------------------|--|------|------|------|------|
| III | 507 | гориз. | ВН | 08.05.2019 | K1a13(1-4) | 1048-1122, 1132-1258 | 22,3 | 7,6 | 21,4 | 83,1 |
| | 518 | гориз. | ВН | 23.05.2019 | K1a13(0-1) | 755-830, 840-945 | 15,3 | 24,5 | 19,8 | 59,4 |
| | 517 | гориз. | ВН | 09.06.2019 | K1ne1A | 1397,25- 1841,19 | 32,5 | 25,4 | 6,1 | 8,6 |
| | 529 | гориз. | фонтан | 13.06.2019 | K1ne1Б+K1ne2 | 1243,57- 1560,69 | 37,8 | 10,9 | 1,4 | 8,6 |
| | 523 | гориз. | УЭЦН | 18.06.2019 | K1a13(0-3) | 880-1050, 1098-1184 | 32,5 | 31,6 | 8,3 | 24,3 |
| | 532 | гориз. | ВН | 07.07.2019 | K1a13(0-3) | 805-910, 955-1070 | 24,4 | 39,4 | 6,0 | 24,7 |
| | 525 | гориз. | ВН | 11.07.2019 | K1a13(1- 3)+K1a13(1-4) | 942-1005, 1062-1157 | 22,0 | 15,1 | 5,3 | 14,8 |
| | 510 | гориз. | фонтан | 08.08.2019 | K1ne2 | 1265-1282, 1284-1458, 1491-1500 | 31,7 | 16,4 | 9,3 | 9,6 |
| | 509 | гориз. | фонтан | 05.09.2019 | K1ne2 | 1458-1580, 1590-1680, 1695-1728 | 29,4 | 15,1 | 5,1 | 8,9 |
| | 508 | гориз. | УЭЦН | 16.02.2021 | K1a13(1-1) | 820-910, 930-992, 1004-1062 | 15,1 | 13,2 | 17,8 | 27,7 |
| | 515 | гориз. | УЭЦН | 19.02.2021 | K1a13(0-1) | 968-1027, 1040-1081 | 17,3 | 11,1 | 28,0 | 61,4 |
| | 511 | гориз. | ВН | 23.02.2021 | K1a13(0-2) | 1140-1260 | 25,4 | 17,7 | 36,8 | 41,9 |
| | 526 | гориз. | ВН | 16.03.2021 | K1a13(0-1) | 910-945, 955-1000 | 20,4 | 4,8 | 40,1 | 89,6 |
| | 531 | гориз. | ВН | 31.03.2021 | K1a13(0-3) | 840-880, 890-960, 970-1040 | 14,2 | 12,1 | 66,9 | 59,0 |
| | 527 | гориз. | УЭЦН | 06.04.2021 | K1a13(1-3) | 980-1080, 1090-1140 | 18,2 | 16,4 | 33,6 | 25,2 |
| | 528 | гориз. | УЭЦН | 02.04.2021 | K1a13(0-1) | 980-1050, 1060-1084 | 20,1 | 8,6 | 28,6 | 85,0 |
| | 513 | гориз. | ВН | 19.04.2021 | K1a13(0-3) | 932-982, 992-1040 | 18,3 | 18,7 | 45,8 | 44,3 |
| | 530 | гориз. | УЭЦН | 22.04.2021 | K1a13(1-1) | 1029-1079, 1089-1139 | 15,5 | 19,2 | 45,2 | 33,9 |
| | 514 | гориз. | УЭЦН | 19.05.2021 | K1a13(0-3) | 865-925, 935-985, 995-1035 | 19,2 | 2,0 | 36,6 | 91,2 |
| | 407 | гориз. | УЭЦН | 09.07.2021 | K1a13(0-1) | 910-1060 | 13,6 | 16,5 | 53,3 | 42,4 |
| | 416 | гориз. | УЭЦН | 14.07.2021 | K1a13(0-1) | 910-970 | 15,4 | 16,5 | 54,5 | 50,0 |
| | 414 | гориз. | ВН | 03.08.2021 | K1a13(1-1) | 795-872, 882-955 | 13,0 | 8,5 | 36,9 | 32,6 |
| | 411 | гориз. | УЭЦН | 25.08.2021 | K1a13(1-1) | 830-890, 910-990 | 8,9 | 8,9 | 38,5 | 28,2 |
| | 417 | гориз. | ВН | 03.09.2021 | K1a13(1-3) | 830-890, 900-980, 987-990, 998-1010, 1043-1058 | 9,8 | 11,3 | 43,0 | 42,9 |
| 409 | гориз. | УЭЦН | 11.10.2021 | K1a13(0-1) | 930-1040 | 16,0 | 17,6 | 39,4 | 48,2 | |

Характеристика отборов нефти, газа и воды

По состоянию на 01.01.2022 г. в целом по месторождению с начала разработки отобрано 3713,6 тыс.т нефти, 6591,0 тыс.т жидкости, 115,0 млн.м³ газа. Накопленная закачка воды составляет 2640,6 тыс.м³. Среднесуточный дебит по нефти составил 13,9 т/сут, по жидкости – 30,8 т/сут, средняя приемистость – 358,0 м³/сут. Обводненность продукции составила 54,8 %. Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти составил 49,3 %, текущий КИН – 0,169 д.ед.

На рисунке 3.2.1.1 представлена динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению, с начала разработки.

Из общего объема добытой на месторождении нефти: из I объекта извлекли 26,7% (989,7 тыс.т), из II объекта – 12,5% (462,7 тыс.т), из III объекта – 60,9% (2261,1 тыс.т).

За анализируемый период (2018-2021 гг.) на месторождении пробурено 51 добывающая скважина, из них 19 скважин введены в эксплуатацию в 2018 году, 16 скважин в 2019 году и 16 скважин в 2021 году. Средний дебит нефти по новым скважинам составил 15,8 т/сут.

Как видно из графика на рисунке 3.2.1.1 и таблицы 3.2.1.1 с увеличением эксплуатационного фонда добывающих скважин годовой объем добычи по нефти и по жидкости увеличивается.

Уменьшение среднего значения дебитов в основном обусловлено эксплуатацией залежей на режиме истощения, и кроме того увеличением доли малодобитных скважин. Газовый фактор на уровне 30,7 м³/т.

В 2009 году на месторождении стали внедрять систему поддержания пластового давления. На данном этапе оценить влияние закачки на добычу нефти не удастся, из-за не полной организации системы ППД. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой в 2018 году составила 31,5%, в 2019 компенсировать отобранный объем добычи жидкости удалось на 33,7%, в 2020 году 45,6 % и в 2021 году 52,8 %. Накопленная компенсация на дату анализа составила 40,7%.

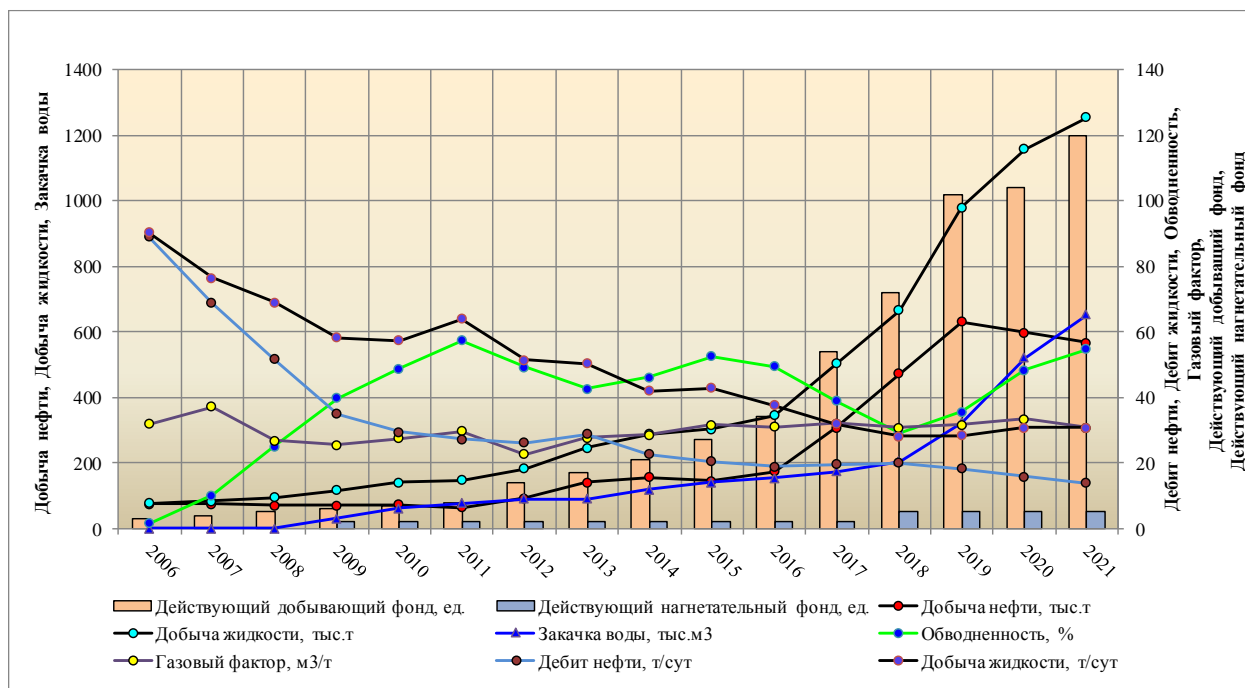


Рисунок 3.2.1.1 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению

Таблица 3.2.1.7 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Морское, включая блок Огайское

| №№ п/п | Показатели | Годы | | | | | | | |
|-----------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 2018 | | 2019 | | 2020 | | 2021 | |
| | | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт |
| 1 | Добыча нефти, всего, тыс.т | 511,9 | 472,3 | 610,6 | 630,0 | 610,0 | 598,1 | 616,7 | 567,5 |
| 2 | в т.ч. из переходящих скважин | | 355,1 | | 531,4 | | 598,1 | | 554,2 |
| 3 | из новых скважин | | 117,2 | | 98,6 | | 0,0 | | 13,3 |
| 4 | мехспособом | | 390,3 | | 574,0 | | 551,6 | | 540,2 |
| 5 | Накопленная добыча нефти, тыс.т | 2006,4 | 1918,0 | 2617,0 | 2548,0 | 3397,0 | 3146,1 | 4013,7 | 3713,6 |
| 7 | Добыча жидкости, всего, тыс.т | 816,4 | 665,2 | 1066,1 | 979,4 | 1074,8 | 1159,0 | 1332,4 | 1254,9 |
| 8 | в т.ч. из переходящих скважин | | 520,8 | | 853,1 | | 1159,0 | | 1231,9 |
| 9 | из новых скважин | | 144,4 | | 126,3 | | 0,0 | | 23,0 |
| 10 | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | 3407,3 | 3197,7 | 4473,4 | 4177,1 | 5251,9 | 5336,1 | 6584,2 | 6591,0 |
| 11 | Обводненность продукции, % | 37,3 | 29,0 | 42,7 | 35,7 | 43,2 | 48,4 | 53,7 | 54,8 |
| 14 | Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, % | 6,8 | 6,3 | 8,1 | 8,4 | 8,1 | 7,9 | 8,2 | 7,5 |
| 15 | Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, % | 9,3 | 7,8 | 12,4 | 11,2 | 12,8 | 12,0 | 14,9 | 12,9 |
| 16 | Добыча газа, млн.м ³ | 17,4 | 14,5 | 21,0 | 20,0 | 19,4 | 19,9 | 19,2 | 17,4 |
| 17 | Накопленная добыча газа, млн.м ³ | 62,1 | 57,7 | 83,1 | 77,7 | 97,0 | 97,6 | 116,3 | 115,0 |
| 18 | Закачка рабочего агента, тыс.м ³ | 478,1 | 205,2 | 590,6 | 324,0 | 313,8 | 521,2 | 415,5 | 653,7 |
| 19 | Накопленная закачка рабочего агента, тыс.м ³ | 1086,5 | 1141,7 | 1677,1 | 1465,7 | 1773,4 | 1986,9 | 2188,9 | 2640,6 |
| 20 | Компенсация отборов текущая, % | 59,6 | 31,5 | 56,3 | 33,7 | 29,7 | 45,6 | 31,6 | 52,8 |
| 21 | Компенсация отборов накопленная, % | 52,0 | 36,3 | 49,7 | 35,7 | 29,0 | 37,9 | 32,0 | 40,7 |
| 22 | Ввод добывающих скважин, шт. | 19 | 19 | 16 | 16 | 0 | 0 | 10 | 16 |
| 23 | в т.ч. из бурения | 19 | 19 | 16 | 16 | 0 | 0 | 10 | 16 |
| 24 | Выбытие добывающих скважин, шт. | 3 | 3 | 3 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 25 | в т.ч. под закачку | 3 | 3 | 3 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 26 | Фонд добывающих скважин, всего, шт. | 83 | 76 | 96 | 107 | 107 | 108 | 116 | 118 |
| 27 | в т.ч. действующих, шт. | 79 | 72 | 91 | 102 | 107 | 104 | 116 | 120 |
| 28 | Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт. | 3 | 3 | 3 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 29 | в т.ч. из бурения | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 30 | переводом | 3 | 3 | 3 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 31 | Выбытие нагнетательных скважин, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 32 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 5 | 5 | 8 | 5 | 5 | 5 | 6 | 5 |
| 33 | в т.ч. действующих | 5 | 5 | 8 | 5 | 5 | 5 | 6 | 5 |
| 34 | Среднегодовой дебит нефти, т/сут | 19,5 | 19,9 | 19,4 | 18,2 | 16,4 | 15,9 | 15,6 | 13,9 |
| 35 | Среднегодовой дебит жидкости, т/сут | 36,6 | 28,1 | 41,3 | 28,3 | 29,0 | 30,8 | 33,6 | 30,8 |
| 36 | Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут | | 26,8 | | 28,0 | | 0,0 | | 13,9 |
| 37 | Средняя приемистость, м ³ /сут | 359,1 | 239,1 | 291,6 | 216,6 | 181 | 294,3 | 199,7 | 358,0 |
| 38 | Коэффициент использования добывающих скв., доли ед. | 1,0 | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 0,96 | 1,0 | 1,0 |
| 39 | Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед. | 1,0 | 0,9 | 1,0 | 0,9 | 0,95 | 0,99 | 0,95 | 1,87 |
| 40 | Коэффициент использования нагнетательных скв., доли ед. | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| 41 | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., доли ед. | 0,95 | 0,5 | 0,95 | 0,8 | 0,95 | 0,97 | 0,95 | 1,0 |
| 42 | Текущий КИН, д.ед | 0,091 | 0,087 | 0,119 | 0,116 | 0,155 | 0,143 | 0,183 | 0,169 |
| 43 | Средний газовый фактор, м ³ /т | 34,0 | 30,7 | 34,4 | 31,7 | 31,8 | 33,3 | 31,1 | 30,7 |
| 44 | Выработка запасов нефти, % | 26,6 | 25,4 | 34,7 | 33,8 | 45,1 | 41,7 | 53,2 | 49,3 |

I объект разработки – объединяющий нижеальбский (K1a3) и апт-неокомские (K1a+nc) горизонты Восточного блока. Данный объект находится в промышленной разработке с ППД, путем закачки попутно-добываемой воды через 2 нагнетательные скважины.

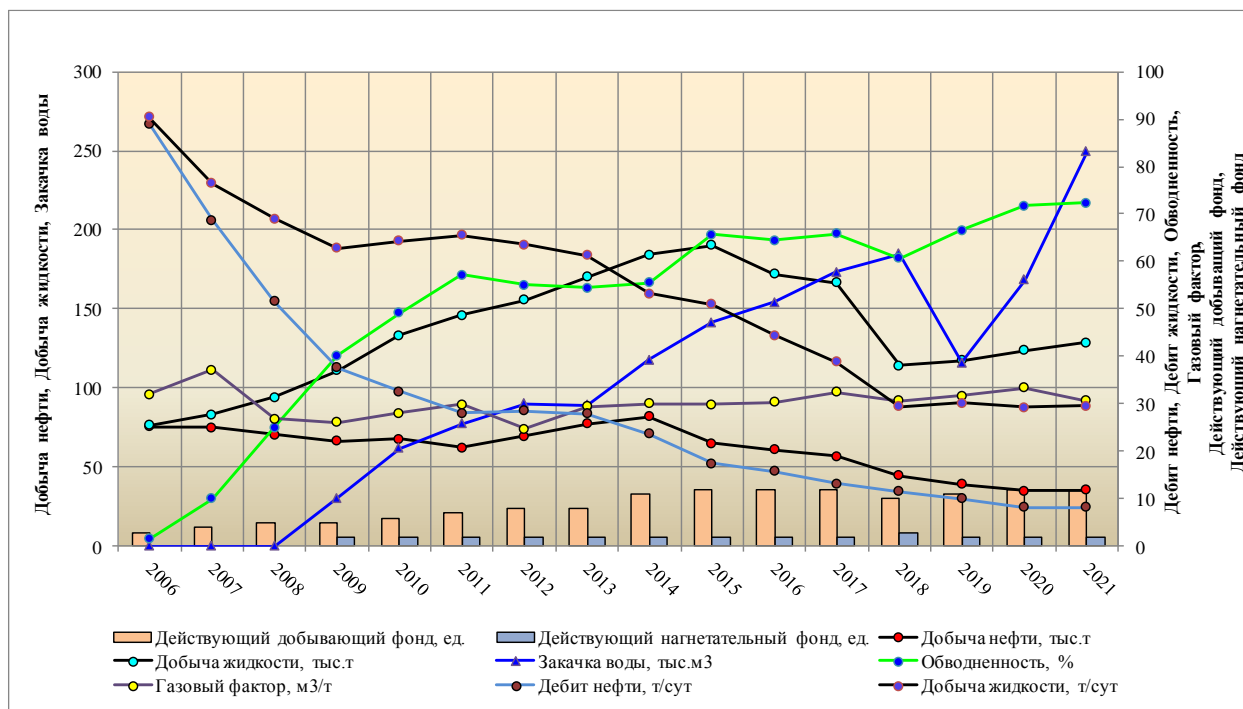


Рисунок 3.2.1.2 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект I. Динамика основных технологических показателей разработки

Таблица 3.2.1.8 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект I. Сравнение проектных и фактических показателей разработки

| №№ п/п | Показатели | Годы | | | | | | | |
|-----------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 2018 | | 2019 | | 2020 | | 2021 | |
| | | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт |
| 1 | Добыча нефти, всего, тыс.т | 54,1 | 44,8 | 51,4 | 39,3 | 38,9 | 34,9 | 36,6 | 35,5 |
| 2 | в т.ч. из переходящих скважин | | 44,8 | | 39,3 | | 34,9 | | 35,5 |
| 3 | из новых скважин | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 |
| 4 | мехспособом | | 39,0 | | 32,8 | | 28,6 | | 29,9 |
| 5 | Накопленная добыча нефти, тыс.т | 888,1 | 879,9 | 939,5 | 919,3 | 958,1 | 954,2 | 994,8 | 989,7 |
| 7 | Добыча жидкости, всего, тыс.т | 167,6 | 114,1 | 179,7 | 117,7 | 130,9 | 123,7 | 126,9 | 128,6 |
| 8 | в т.ч. из переходящих скважин | | 114,1 | | 117,7 | | 123,7 | | 128,6 |
| 9 | из новых скважин | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 |
| 10 | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | 1859,5 | 1803,2 | 2039,2 | 1920,8 | 2051,7 | 2044,6 | 2178,6 | 2173,2 |
| 11 | Обводненность продукции, % | 67,7 | 60,7 | 71,4 | 66,6 | 70,3 | 71,8 | 71,1 | 72,4 |
| 14 | Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, % | 3,7 | 3,1 | 3,5 | 2,7 | 2,7 | 2,4 | 2,5 | 2,4 |
| 15 | Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, % | 9,6 | 7,3 | 10,0 | 6,9 | 7,3 | 6,6 | 7,4 | 7,1 |
| 16 | Добыча газа, млн.м ³ | 1,7 | 1,4 | 1,6 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,1 |
| 17 | Накопленная добыча газа, млн.м ³ | 26,5 | 26,3 | 28,1 | 27,5 | 28,7 | 28,7 | 29,9 | 29,8 |
| 18 | Закачка рабочего агента, тыс.м ³ | 160,5 | 185,0 | 171,0 | 116,1 | 81,4 | 168,6 | 78,8 | 249,1 |
| 19 | Накопленная закачка рабочего агента, тыс.м ³ | 768,9 | 1121,4 | 939,9 | 1237,5 | 1319,0 | 1406,1 | 1397,7 | 1655,2 |
| 20 | Компенсация отборов текущая, % | | 159,7 | | 97,4 | 61,5 | 134,8 | 61,4 | 191,7 |
| 21 | Компенсация отборов накопленная, % | 40,6 | 61,1 | 45,3 | 63,3 | 63,2 | 67,6 | 63,1 | 74,9 |
| 22 | Ввод добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | в т.ч. из бурения | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 24 | Выбытие добывающих скважин, ед. | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | в т.ч. под закачку | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | Фонд добывающих скважин, всего, ед. | 12 | 13 | 11 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| 27 | в т.ч. действующих, ед. | 11 | 10 | 10 | 11 | 14 | 12 | 14 | 12 |
| 28 | Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед. | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | в т.ч. из бурения | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 30 | переводом | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 31 | Выбытие нагнетательных скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 32 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 2 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 33 | в т.ч. действующих | 2 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 34 | Среднегодовой дебит нефти, т/сут | 13,7 | 11,6 | 14,2 | 10,1 | 8 | 8,3 | 7,5 | 8,2 |
| 35 | Среднегодовой дебит жидкости, т/сут | 42,4 | 29,5 | 49,6 | 30,2 | 27,0 | 29,3 | 26,1 | 29,6 |
| 36 | Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 37 | Средняя приемистость, м ³ /сут | 243,7 | 249,9 | 208 | 159,0 | 117,4 | 250,5 | 113,6 | 341,2 |
| 38 | Коэффициент использования добывающих скв., д.ед. | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 1,00 | 0,86 | 1,00 | 0,9 |
| 39 | Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед. | 1,0 | 1,1 | 1,0 | 1,0 | 0,95 | 0,97 | 0,95 | 2,0 |
| 40 | Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед. | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| 41 | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед. | 0,95 | 0,7 | 0,95 | 1,0 | 0,95 | 0,92 | 0,95 | 1,0 |
| 42 | Текущий КИН, д.ед | 0,228 | 0,226 | 0,241 | 0,236 | 0,246 | 0,245 | 0,255 | 0,254 |
| 43 | Средний газовый фактор, м ³ /т | 31,4 | 30,6 | 31,1 | 31,8 | 30,8 | 33,3 | 32,8 | 30,7 |
| 44 | Выработка запасов нефти, % | 61,2 | 60,6 | 64,7 | 63,3 | 66 | 65,7 | 68,5 | 68,2 |

II объект разработки – объединяющий альбские (K1a1) и неокомские горизонты (K1nc3 и K1nc5) Западного блока. В промышленной разработке данный объект находится с 2013 г., в 2018 году введена система ППД .

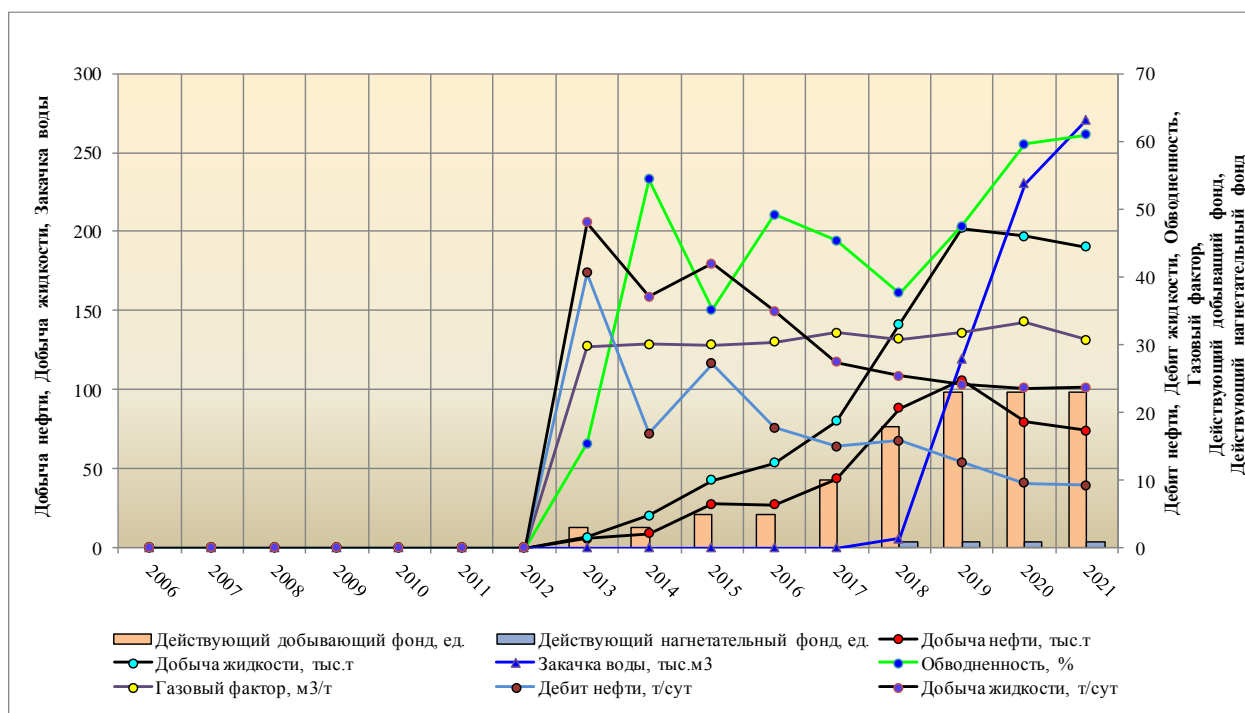


Рисунок 3.2.1.3 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект II. Динамика основных технологических показателей разработки

Таблица 3.2.1.9 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект II. Сравнение проектных и фактических показателей разработки

| №№ п/п | Показатели | Годы | | | | | | | |
|-----------|---|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|
| | | 2018 | | 2019 | | 2020 | | 2021 | |
| | | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт |
| 1 | Добыча нефти, всего, тыс.т | 137,6 | 88,2 | 181,4 | 106,1 | 105,5 | 79,7 | 100,9 | 74,3 |
| 2 | в т.ч. из переходящих скважин | | 60,1 | | 106,1 | | 79,7 | | 74,3 |
| 3 | из новых скважин | | 28,1 | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 |
| 4 | мехспособом | | 63,9 | | 93,4 | | 73,5 | | 72,1 |
| 5 | Накопленная добыча нефти, тыс.т | 259,6 | 202,5 | 441,1 | 308,6 | 653,1 | 388,4 | 754,0 | 462,7 |
| 7 | Добыча жидкости, всего, тыс.т | 235,8 | 141,4 | 361,2 | 201,9 | 208,2 | 197,1 | 203,0 | 190,2 |
| 8 | в т.ч. из переходящих скважин | | 100,0 | | 201,9 | | 197,1 | | 190,2 |
| 9 | из новых скважин | | 41,3 | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 |
| 10 | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | 450,1 | 345,7 | 811,2 | 547,6 | 755,8 | 744,7 | 958,8 | 934,9 |
| 11 | Обводненность продукции, % | 41,6 | 37,6 | 49,8 | 47,4 | 49,3 | 59,5 | 50,3 | 60,9 |
| 14 | Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, % | 5,8 | 3,7 | 7,7 | 4,5 | 4,5 | 3,4 | 4,3 | 3,1 |
| 15 | Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, % | 6,6 | 3,9 | 9,5 | 4,9 | 5,8 | 3,9 | 5,9 | 3,8 |
| 16 | Добыча газа, млн.м ³ | 5,6 | 2,7 | 7,4 | 3,4 | 3,4 | 2,7 | 3,2 | 2,3 |
| 17 | Накопленная добыча газа, млн.м ³ | 9,4 | 6,2 | 16,9 | 9,6 | 13,0 | 12,3 | 16,2 | 14,5 |
| 18 | Закачка рабочего агента, тыс.м ³ | 79,0 | 6,1 | 119,2 | 119,1 | 137,0 | 230,3 | 133,3 | 270,8 |
| 19 | Накопленная закачка рабочего агента, тыс.м ³ | 79,0 | 6,1 | 198,2 | 125,2 | 262,2 | 355,4 | 395,4 | 626,2 |
| 20 | Компенсация отборов текущая, % | | 4,2 | | 57,7 | 64,4 | 114,9 | 64,3 | 140,0 |
| 21 | Компенсация отборов накопленная, % | 17,1 | 1,7 | 23,9 | 22,3 | 33,5 | 46,7 | 39,9 | 65,6 |
| 22 | Ввод добывающих скважин, ед. | 8 | 8 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | в т.ч. из бурения | 8 | 8 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 24 | Выбытие добывающих скважин, ед. | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | в т.ч. под закачку | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | Фонд добывающих скважин, всего, ед. | 22 | 18 | 27 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 |
| 27 | в т.ч. действующих, ед. | 21 | 18 | 26 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 |
| 28 | Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед. | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | в т.ч. из бурения | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 30 | переводом | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 31 | Выбытие нагнетательных скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 32 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 33 | в т.ч. действующих | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 34 | Среднегодовой дебит нефти, т/сут | 22,7 | 15,9 | 22,3 | 12,7 | 13,2 | 9,6 | 12,6 | 9,2 |
| 35 | Среднегодовой дебит жидкости, т/сут | 38,9 | 25,4 | 44,3 | 24,1 | 26,1 | 23,6 | 25,5 | 23,7 |
| 36 | Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут | 0,0 | 15,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 37 | Средняя приемистость, м ³ /сут | 483,6 | 103,5 | 362 | 326,2 | 395,1 | 629,1 | 384,3 | 741,9 |
| 38 | Коэффициент использования добывающих скв., д.ед. | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,0 |
| 39 | Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед. | 1,0 | 0,8 | 1,0 | 1,0 | 0,95 | 0,99 | 0,95 | 1,9 |
| 40 | Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед. | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| 41 | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед. | 0,95 | 0,2 | 0,95 | 1,0 | 0,95 | 1,00 | 0,95 | 1,0 |
| 42 | Текущий КИН, д.ед. | 0,040 | 0,031 | 0,068 | 0,047 | 0,100 | 0,059 | 0,115 | 0,071 |
| 43 | Средний газовый фактор, м ³ /т | 40,7 | 30,8 | 40,8 | 31,8 | 32,2 | 33,3 | 31,7 | 30,7 |
| 44 | Выработка запасов нефти, % | 11 | 8,6 | 18,7 | 13,1 | 27,7 | 16,4 | 31,9 | 19,6 |

III объект разработки – объединяющий альбские (K1a1), аптские (K1a) и неокомские (K1nc1, K1nc2) горизонты блок Огайское. Данный объект находится в промышленной разработке с 2009 г., система ППД введена в 2018 г.

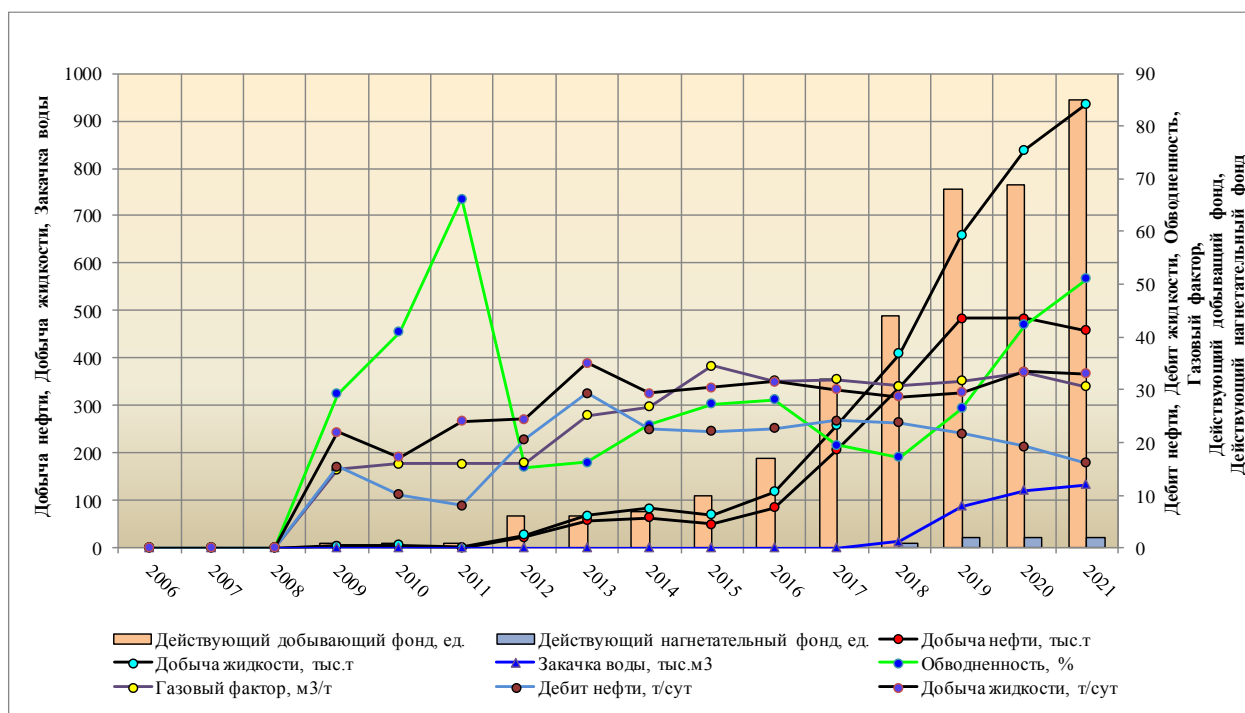


Рисунок 3.2.1.4 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект III. Динамика основных технологических показателей разработки

Таблица 3.2.1.10 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект III. Сравнение проектных и фактических показателей разработки

| №№ п/п | Показатели | Годы | | | | | | | |
|-----------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 2018 | | 2019 | | 2020 | | 2021 | |
| | | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт |
| 1 | Добыча нефти, всего, тыс.т | 320,2 | 339,3 | 377,8 | 484,5 | 465,6 | 483,4 | 464,6 | 457,6 |
| 2 | в т.ч. из переходящих скважин | | 250,1 | | 386,0 | | 483,4 | | 444,3 |
| 3 | из новых скважин | | 89,1 | | 98,6 | | 0,0 | | 13,3 |
| 4 | мехспособом | | 287,4 | | 447,8 | | 449,5 | | 438,2 |
| 5 | Накопленная добыча нефти, тыс.т | 858,7 | 835,5 | 1236,5 | 1320,1 | 1785,7 | 1803,5 | 2250,3 | 2261,1 |
| 7 | Добыча жидкости, всего, тыс.т | 413,1 | 409,7 | 525,2 | 659,8 | 735,7 | 838,2 | 982,9 | 936,0 |
| 8 | в т.ч. из переходящих скважин | | 306,6 | | 533,5 | | 838,2 | | 913,0 |
| 9 | из новых скважин | | 103,1 | | 126,3 | | 0,0 | | 23,0 |
| 10 | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | 1097,7 | 1048,9 | 1622,9 | 1708,7 | 2444,4 | 2546,8 | 3427,2 | 3482,9 |
| 11 | Обводненность продукции, % | 22,5 | 17,2 | 28,1 | 26,6 | 36,7 | 42,3 | 52,7 | 51,1 |
| 14 | Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, % | 9,0 | 9,5 | 10,6 | 13,6 | 13,1 | 13,6 | 13,0 | 12,8 |
| 15 | Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, % | 11,8 | 11,1 | 16,2 | 17,7 | 20,7 | 21,5 | 26,1 | 26,0 |
| 16 | Добыча газа, млн.м ³ | 10,1 | 10,4 | 11,9 | 15,4 | 14,8 | 16,1 | 14,7 | 14,0 |
| 17 | Накопленная добыча газа, млн.м ³ | 26,2 | 25,2 | 38,1 | 40,5 | 55,3 | 56,7 | 70,1 | 70,7 |
| 18 | Закачка рабочего агента, тыс.м ³ | 238,6 | 14,1 | 300,4 | 88,8 | 95,4 | 122,3 | 203,5 | 133,8 |
| 19 | Накопленная закачка рабочего агента, тыс.м ³ | 238,6 | 14,1 | 538,9 | 102,9 | 192,3 | 225,3 | 395,8 | 359,1 |
| 20 | Компенсация отборов текущая, % | | 3,4 | | 13,2 | 12,7 | 14,4 | 20,4 | 14,1 |
| 21 | Компенсация отборов накопленная, % | 21,3 | 1,3 | 32,5 | 5,9 | 7,7 | 8,7 | 11,3 | 10,1 |
| 22 | Ввод добывающих скважин, ед. | 11 | 11 | 11 | 16 | 0 | 0 | 10 | 16 |
| 23 | в т.ч. из бурения | 11 | 11 | 11 | 16 | 0 | 0 | 10 | 16 |
| 24 | Выбытие добывающих скважин, ед. | 2 | 1 | 2 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 25 | в т.ч. под закачку | 2 | 1 | 2 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 26 | Фонд добывающих скважин, всего, ед. | 49 | 45 | 58 | 70 | 70 | 71 | 78 | 87 |
| 27 | в т.ч. действующих, ед. | 47 | 44 | 55 | 68 | 70 | 69 | 78 | 85 |
| 28 | Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед. | 2 | 1 | 2 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 29 | в т.ч. из бурения | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 30 | переводом | 2 | 1 | 2 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 31 | Выбытие нагнетательных скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 32 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 2 | 1 | 4 | 2 | 2 | 2 | 3 | 2 |
| 33 | в т.ч. действующих | 2 | 1 | 4 | 2 | 2 | 2 | 3 | 2 |
| 34 | Среднегодовой дебит нефти, т/сут | 22,1 | 23,8 | 21,6 | 21,7 | 19,2 | 19,3 | 17,8 | 16,2 |
| 35 | Среднегодовой дебит жидкости, т/сут | 28,5 | 28,7 | 30,1 | 29,5 | 30,3 | 33,5 | 40,5 | 33,0 |
| 36 | Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут | | 35,1 | | 28,0 | | 0,0 | | 13,9 |
| 37 | Средняя приемистость, м ³ /сут | 350 | 239,0 | 304,8 | 221,5 | 137,6 | 167,1 | 195,6 | 183,1 |
| 38 | Коэффициент использования добывающих скв., д.ед. | 1,0 | 1,0 | 0,9 | 1,0 | 1,00 | 0,97 | 1,00 | 1,0 |
| 39 | Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед. | 1,0 | 0,9 | 1,0 | 0,9 | 0,95 | 0,99 | 0,95 | 1,8 |
| 40 | Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед. | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| 41 | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед. | 0,95 | 0,2 | 0,95 | 0,5 | 0,95 | 1,00 | 0,95 | 1,0 |
| 42 | Текущий КИН, д.ед | 0,082 | 0,079 | 0,117 | 0,125 | 0,170 | 0,171 | 0,214 | 0,215 |
| 43 | Средний газовый фактор, м ³ /т | 31,5 | 30,7 | 31,5 | 31,7 | 31,8 | 33,3 | 31,6 | 30,7 |
| 44 | Выработка запасов нефти, % | 24,1 | 23,4 | 34,7 | 37,0 | 50,1 | 50,6 | 63,1 | 63,4 |

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

По состоянию 01.01.2022 г. на месторождении Морское, включая блок Огайское, в нагнетательном фонде числятся 5 скважин: на Восточном блоке – 2 скважины (№№7, 9), на западном блоке – одна скважина (№58) и на блоке Огайское – 2 скважины (№№1, 74).

Для анализа состояния разработки месторождения Морское, включая блок Огайское и эффективного регулирования процесса разработки большое значение имеет наличие информации о характере и степени выработки продуктивных пластов. Состояние выработки запасов оценивается по результатам комплексного анализа всех видов исследований, действующих скважин в совокупности с данными о начальном состоянии пластов и залежей, текущего состояния разработки.

Выработку месторождения как таковую характеризует текущий коэффициент извлечения нефти, равный отношению добытого объема нефти к ее геологическим запасам.

В таблице 3.2.2.1 представлены начальные и остаточные запасы нефти по состоянию на 01.01.2022 г. согласно документа «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское» утвержденный в ГКЗ РК протокол №2423-22-У от 28.03.2022 г.

По состоянию на 01.01.2022 г. характеристика выработки запасов нефти по объектам и в целом по месторождению приведена в таблице 3.2.2.2

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

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта-коллектора с зонально прерывистыми нефтенасыщенными слоями и прослоями [12-14]. Согласно этой модели, нефтяной пласт состоит из зон различной продуктивности с линейным размером d (принят 250 м), а каждая зона – из набора слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам имеет вероятностный характер.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как: двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, начальное положение ВНК. Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение. Действие каждого фактора предполагается одновременным и независимым, что позволяет комплексный параметр, моделирующий суммарное влияние факторов выразить в виде:

$$\sqrt{2} + 1 = \sum (\sqrt{2}i + 1) \quad (3.1);$$

На базе этого распределения строятся нормированные функции распределения $Y(x)$ и связанные с ней функции плотности $Y(X)$ и производительности $W(X)$. Затем, используя схему Стайлса, которая представляет собой прямую пропорциональную зависимость между проницаемостью (скоростью вытеснения) и путем пройденным до фронта вытеснения, рассчитывают параметры K_3 – суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A – доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее с учетом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях. Для совокупности элементов залежи использованы формулы динамики основных технологических показателей [12-14].

Так как объекты разработки характеризуются высокой расчлененностью и прерывистостью нефтенасыщенных слоев и прослоев, как следствие получены высокие значения зональной неоднородности, определенной по удельной продуктивности скважин. Это в свою очередь влечет за собой неоднородность по дебитам скважин и динамике их обводнения.

Проектные дебиты новых скважин обоснован на основе промысловых фактических данных – по результатам опробования скважин, а также по результатам анализа новых скважин (раздел 3.2) пробуренных за последние периоды.

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.

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

На месторождении Морское, включая блок Огайское промышленная нефтегазоносность установлена в меловых (K1a1, K1a, K1nc) отложениях блоков Огайское, Восточного и Западного.

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [10] эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

По результатам бурения скважин, а также исследования и переинтерпритации материалов наблюдается значительные изменения геологического строения и геолого-физических параметров залежей. В связи с этим, в настоящей работе с учетом дополнительных материалов, а также текущего состояния разработки залежей, уточнено выделение объектов эксплуатации. Проведена оценка всех определяющих критериев выделения объектов, к которым отнесены: характер насыщения продуктивных залежей, объем сосредоточенных в них запасов, эффективные нефтенасыщенные толщины, размер, форма и конфигурация залежей, степень их совпадения в плане, продуктивные и фильтрационные свойства пластов и характер их распределения по площади, физико-химические свойства насыщающих флюидов

На Восточном блоке месторождения продуктивными являются верхнеальбские, нижнеальбские и аптские нефтяные залежи. По результатам анализа разработки и выработки запасов нефти выделенный объект: основной - нижнеальбские и аптские нефтяные залежи, и возвратный - верхнеальбские нефтяные залежи.

На Западном блоке месторождения продуктивными горизонтами являются: верхнеальбские нефтегазовые, среднеальбские и нижнеальбские нефтяные, аптские нефтегазовые и неокомские нефтяные залежи. На данном блоке этаж нефтегазоносности в целом по продуктивным горизонтам составляет 700-1500 м. На основании того, что по геологическому строению залежей и сосредоточенных в них запасов, а также по определяющим критерием, необходимо разделить на три основных (верхнеальбские нефтегазовые залежи; среднеальбские нефтяные залежи; аптский нефтегазовый и неокомские нефтяные залежи) и один возвратный объект (нижнеальбские нефтяные залежи) эксплуатации.

На блоке Огайское продуктивными горизонтами являются: верхнеальбские и нижнеальбские нефтяные, аптские и неокомские нефтегазовые залежи. На данном блоке таким же подходом как и на Западном блоке месторождения выделено два основных (верхнеальбские нефтяные залежи; аптский и неокомские нефтегазовые залежи) и один возвратный (нижнеальбский нефтяная залежь) объект эксплуатации.

Учитывая различные критерии, такие как: толщина продуктивного разреза, количество установленных залежей, положение в плане контуров нефтеносности и газоносности, гидродинамическая связанность различных частей разреза, физические свойства коллекторов и насыщающих их флюидов, а также характер изменения этих параметров по площади и разрезу, степень изученности залежей и величины геологических запасов, содержащиеся в них, в пределах месторождения Морское, включая блок Огайское, в данной работе выделено основные и возвратные объекты эксплуатации:

- Iо объект - верхнеальбский горизонт Огайского блока;
- Iз объект - верхнеальбский горизонт Западного блока;
- Iв объект - верхнеальбский горизонт Восточного блока;
- Пз объект - среднеальбский горизонт Западного блока;
- Шо объект - нижнеальбский горизонт Огайского блока;
- Шз объект - нижнеальбский горизонт Западного блока;
- Шв объект - нижнеальбский+аптский горизонт Восточного блока;
- IVо объект - аптский и неокомский горизонт Огайского блока;
- IVз объект - аптский и неокомский горизонт Западного блока.

Близкие геолого-физические характеристики залежей нефти аптских и неокомских продуктивных горизонтов позволяют эксплуатировать их совместно при совпадении в плане контуров нефтеносности. Возвратные объекты эксплуатации содержат незначительные запасы нефти и будут эксплуатироваться переходящим фондом, после выработки запасов нефти основных объектов. Выделенный объект эксплуатации должен располагать достаточными удельными запасами нефти на единицу площади залежи и достаточной продуктивностью с тем, чтобы обеспечить высокие дебиты скважин в течение продолжительного периода эксплуатации. Балансовые запасы нефти категории В+С₁ и С₂ месторождения составили 35882 тыс.т. из которых приходится:

- на Восточный блок – 4881 тыс.т;
- на Западный блок – 10212 тыс.т;
- на блок Огайское - 20789 тыс.т.

В отложениях мела из 32 продуктивных горизонтов интерес представляют лишь 20, из них на Восточном блоке – K1a113-3 и K1a, на Западном блоке – K1a131-1, K1a131-3, K1a122-1, K1a113-3 и K1nc3-A, на блоке Огайское – K1a110-1, K1a110-3, K1a111-1, K1a111-3, K1a111-4, K1a, K1nc1-A, K1nc1-Б и K1nc2 в которых содержатся основные запасы нефти месторождения. В остальных горизонтах запасы нефти составляют не более 5 % от общих запасов нефти.

На Западном блоке и блоке Огайское залежи нефти имеют газовые шапки. Объем газонасыщенной части Западного блока составляет 2 % объема залежей углеводородов данного блока, объем газонасыщенной части блока Огайское от общего объема залежей углеводородов данного блока - 1 %.

Основные геолого-физические характеристики выделенных объектов приняты на основании анализа всего имеющегося геологопромыслового материала, полученного за период разработки месторождения. В таблице 3.4.1.1 приведены по объектам эксплуатации основные параметры.

Таблица 3.4.1.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки месторождения Морское, включая блок Огайское

| Параметры | Объекты | | | | | | | | |
|---|---|----------------------|---|---|---|----------------------|--|---|---|
| | I объект (верхнеальбский горизонт) | | | II (среднеальбский горизонт) | III (нижнеальбский горизонт) | | III (нижнеальбский+аптский горизонт) (Восточный) | IV (аптский+неокомский горизонт) | |
| | Io | Iз | Iв | IIз | IIIо | IIIз | IIIв | IVо | IVз |
| Средняя глубина залегания, м | 917 | г 952.5/ н 979 | 886 | н 1162/ г 1170 | 1197 | 1377 | 1280 | 1310/1384 | г 1482/ н 1557 |
| Тип залежи | пластовая сводовая, тектонически экранированная | пластовая сводовая | пластовая сводовая, тектонически экранированная | пластовая сводовая/пластовая сводовая литолог. экран. | пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная | пластовая сводовая | пластовая сводовая, тектонически экранированная | пластовая сводовая, тектонически, литолог. экранированная | пластовая сводовая, тектонически, литолог. экранированная |
| Тип коллектора | терригенные, поровые | терригенные, поровые | терригенные, поровые | терригенные, поровые | терригенные, поровые | терригенные, поровые | терригенные, поровые | терригенные, поровые | терригенные, поровые |
| Площадь нефтегазоносности, тыс.м ² | 3165 | 2130/5801 | 1018 | 5334/2026 | 130 | 2029 | 2442 | 657/5445 | 452/1920 |
| Средняя общая толщина, м | 113,7 | 34,2 | 46,7 | 32.7/3.4 | 2,6 | 14 | 15,8 | 31,7 | 29,4 |
| *Средняя газонасыщенная толщина, м | | 5,3 | | 2,3 | | | | 6 | 5,8 |
| Средняя нефтенасыщенная толщина, м | 23,8 | 8,4 | 5,8 | 8,6 | 2,1 | 4,8 | 11,2 | 17,3 | 8,4 |
| Пористость, доли ед. | 0.27/0.37* | 0.28/0.31* | 0,36 | 0.27/0.29* | 0,26 | 0.26/0.26* | 0.28/0.29* | 0.23/0.25* | 0.26/0.31* |
| Средняя насыщенность нефтью (газом), доли ед. | 0,67 | 0,62 | 0,68 | 0,55 | 0,57 | 0,62 | 0,76 | 0,68 | 0,57 |
| Проницаемость, мкм ² | 158.2/2119.6* | 307.7/1002.6* | 1600.5 | 149.2/224.3* | 86,3 | 111.6/121.6* | 297.7/740* | 97.8/113.6* | 196.4/1069.8* |
| Коэффициент песчаности, доли ед. | 0,25 | 0.192/0.260 | 0,75 | 0.172/0.778 | 0,898 | 0,357 | 0,786 | 0,56 | 0,269 |
| Коэффициент расчлененности, доли ед. | 22,4 | 12,25 | 6,2 | 7.47/1.857 | 0,346 | 4,2 | 4,15 | 9,2 | 9,1 |
| Пластовая температура, °С | 32,5 | 38,8 | 43,8 | 41,1 | 46,9 | 46,9 | 44 | 47 | 50,3 |
| Пластовое давление, МПа | 6,9 | 9,1 | 12 | 10,98 | 13,51 | 13,51 | 8 | 14,3 | 15,1 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с | 139,6 | 86,38 | 24,53 | 29,47 | 22,5 | 22,52 | 27,04 | 8,44 | 11 |
| Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³ | 0,939 | 0,936 | 0,897 | 0,908 | 0,913 | 0,913 | 0,848 | 0,944 | 0,9482 |
| Объемный коэффициент нефти, доли ед. | 1,037 | 1,047 | 1,079 | 1,061 | 1,09 | 1,09 | 1,139 | 1,075 | 1,095 |
| Содержание серы в нефти, % | 2,6 | 2,41 | 2,69 | 2,18 | | 2,74 | 2,29 | 2,95 | 2,46 |
| Содержание парафина в нефти, % | 2,03 | 1,5 | 0,3 | 1,23 | | 1,49 | 1,62 | 1,3 | 0,88 |
| Давление насыщения нефти газом, МПа | 2,99 | 6,19 | 6,98 | 6,62 | 11,65 | 11,65 | 7,95 | 12,4 | 11,15 |
| Газосодержание нефти, м ³ /т | 10,9 | 21,3 | 30,37 | 27,8 | 45,2 | 45,23 | 20,6 | 41,3 | 56,82 |
| Вязкость воды в пластовых условиях, мПа×с | | | | | | | | | |
| Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³ | | | 1,109 | | | | 1,13 | | |
| Средняя продуктивность, 10 м ³ /(сут×МПа) | | | | | | | | | |
| Средняя приемистость, 10 м ³ /(сут×МПа) | | | | | | | | | |
| Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т | 10271 | 3713 | 4898 | 3856 | 25 | 985 | 2739 | 9995 | 1243 |
| (утв. ГКЗ РК или на государственном балансе РК): | | | | | | | | | |
| в том числе: по категории C ₁ /C ₂ | 9494/777 | 2542/1171 | 4843/55 | 2455/1401 | 3 22 | 985 | 2714/22 | 9551/444 | 1044/199 |
| Начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т | 3296 | 1074 | 1598 | 1099 | 6 | 232 | 904 | 3266 | 369 |
| (утв. ГКЗ РК или на государственном балансе РК): | | | | | | | | | |
| в том числе: по категории C ₁ /C ₂ | 3108/188 | 801/273 | 1585/13 | 773/326 | 1 5 | 232 | 899/5 | 3164/102 | 324/45 |
| Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. | | | | | | | | | |
| в том числе: по запасам категории C ₁ /C ₂ | 0.327/0.243 | 0.315/0.234 | 0.327/243 | 0.315/0.232 | 0,225 | 0,236 | K1a13-3 - 0.225, K1a - 0.331 | 0.331/0.229 | 0.310/0.230 |
| *Начальные балансовые запасы свободного газа, млн. м ³ | | 135 | | 53 | | | | 56 | 127 |
| (утв. ГКЗ РК или на государственном балансе РК): | | | | | | | | | |
| в том числе: по категории C ₁ /C ₂ | | 96/39 | | 14/39 | | | | 50/6 | 78/49 |

* для нефтегазовых залежей

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В настоящем Проекте разработки рассмотрены 3 варианта разработки предусматривающие оптимизацию и совершенствование существующей системы разработки месторождения согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [10] и «Методических рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» [11].

Объектами разработки месторождения Морское, включая блок Огайское являются объекты блока **Огайское** – Io, Шо, IVo, объекты **Западного** блока – Iз, II, IIIз, IVз, объекты **Восточного** блока – Iв, IIIв.

Общий добывающий фонд в целом по месторождению на 01.01.2022 г. составляет 124 ед., из них 2 скважины в бездействии.

Вариант 1

Данный вариант базовый, является реализуемым вариантом утвержденного проекта [5]. Разработка залежей будет осуществляться существующим фондом и дополнительным бурением оставшихся 5-ти проектных скважин, предусмотренных в утвержденном проектным документе. Планируется ввод 9 оценочных скважин в промышленную разработку.

Максимальный фонд добывающих скважин – 136 ед., нагнетательных – 7 ед.

На Объекте Io предусмотрено бурение 2 новых добывающих скважин, скважины наклонно-направленные.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 60 ед.

Объект Iз предусмотрено бурение 1 новая добывающая скважина, скважина горизонтальная.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 14 ед.

Объект Iв

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 2 ед. с переводом одной скважины с другого горизонта

Объект II предусмотрено бурение 1 новая добывающая скважина, скважина наклонно-направленная.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 7 ед. Нагнетательном фонд - 1 ед.

Объект IIIз

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 5 ед. нагнетательный фонд – 1 ед.

Объект IIIв

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 12 ед. нагнетательный фонд – 2 ед.

Объект IVо предусмотрено бурение 1 новая добывающая скважина, скважина горизонтальная.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 33 ед. нагнетательный фонд – 4 ед.

Объект IVз

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 4 ед.

Вариант 2

В данном варианте предусмотрено бурение 10 добывающих скважин, из них 7 наклонно-направленных и 3 горизонтальных скважин, и ввод 9 оценочных скважин в промышленную разработку. Также предусмотрены переводы 3-х добывающих скважин под нагнетание для поддержания пластового давления.

Максимальный фонд добывающих – 141 ед., нагнетательных – 8 ед.

На Объекте Io предусмотрено бурение 2 новых добывающих скважин, все скважины наклонно-направленные.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 60 ед.

Объект Iз предусмотрено бурение 1 добывающей горизонтальной скважины.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 14 ед.

Объект Iв

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 2 ед. с переводом одной скважины с другого горизонта.

Объект II предусмотрено бурение 5 новых добывающих скважин все скважины наклонно-направленные.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 11 ед. Нагнетательном фонд - 2 ед.

Объект IIIз

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 5 ед. нагнетательный фонд – 1 ед.

Объект IIIв

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 13 ед. нагнетательный фонд – 2 ед.

Объект IVo предусмотрено бурение 2 новых добывающих скважин, все горизонтальные скважины.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 34 ед., нагнетательный фонд – 4 ед.

Объект IVз

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 4 ед.

Вариант 3

В данном варианте предусмотрено бурение 29 добывающих скважин, из них 7 наклонно-направленных и 22 горизонтальных скважин, и ввод 9 оценочных скважин в промышленную разработку. Также предусмотрены переводы 11-ти добывающих скважин под нагнетание для поддержания пластового давления.

Максимальный фонд добывающих - 155 ед., нагнетательных – 16 ед.

На Объекте Io предусмотрено бурение 6 новых добывающих скважин, из них 2 наклонно-направленных и 4 горизонтальных скважин.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 62 ед., нагнетательный фонд – 2 ед.

Объект Iz предусмотрено бурение 9 новых добывающих скважин, все горизонтальные скважины.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 22 ед., нагнетательный фонд – 1 ед.

Объект Iv

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 2 ед. с переводом одной скважины с другого горизонта.

Объект II предусмотрено бурение 8 новых добывающих скважин из них 5 наклонно-направленных и 3 горизонтальных скважин.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 13 ед. Нагнетательном фонд - 3 ед.

Объект IIIз

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 5 ед. нагнетательный фонд – 1 ед.

Объект IIIв

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 13 ед. нагнетательный фонд – 2 ед.

Объект IVo предусмотрено бурение 3 новых добывающих скважин, все горизонтальные скважины.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 35 ед., нагнетательный фонд – 8 ед.

Объект IVз предусмотрено бурение 3 новых добывающих скважин, все горизонтальные скважины.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 7 ед.

График бурения новых добывающих скважин по объектам и вариантам разработки представлена в таблице 3.4.2.1

Результаты расчетов технологических показателей разработки в целом по месторождению по трем вариантам, приведены в таблицах 4.1.1 – 4.1.18.

Таблица 3.4.2.1 – График бурения новых добывающих скважин по объектам и вариантам разработки

| Годы | Вариант 1 | | | | | Вариант 2 | | | | | Вариант 3 | | | | |
|------|--------------|---------|---------|---------|-----|--------------|---------|--------------------|---------|-----|--------------|--------------|--------------------|---------|---------|
| | Io | Iз | II | IVo | IVз | Io | Iз | II | IVo | IVз | Io | Iз | II | IVo | IVз |
| 2022 | 2 (413, 415) | 1 (412) | 1 (410) | 1 (408) | - | 2 (413, 415) | 1 (412) | 1 (410) | 1 (408) | - | 2 (413, 415) | 1 (412) | 1 (410) | 1 (408) | - |
| 2023 | | | | | | | | 4 (61, 68, 69, 84) | 1 (520) | | - | - | 4 (61, 68, 69, 84) | - | - |
| 2024 | | | | | | | | | | | 1 (521) | 2 (404, 405) | 1 (406) | 1 (520) | - |
| 2025 | | | | | | | | | | | 1 (534) | 2 (418, 419) | - | 1 (533) | 1 (533) |
| 2026 | | | | | | | | | | | - | 2 (422, 423) | 2 (421, 425) | - | 1 (424) |
| 2027 | | | | | | | | | | | 2 (535, 536) | 2 (427, 428) | - | - | 1 (426) |

3.4.3 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Для расчёта составляющих коэффициента охвата процессом вытеснения (k_1) использовались следующие формулы:

$$k_1 = K_1^{I*} K_1^{II},$$

где k_1^I – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон.

$$k_1^I = 1 - (h_{\text{Hmin}}/h_{\text{ВНЗ}})^2,$$

где h_{Hmin} – нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы не отбираются по экономическим соображениям, м (раздел 4.1);

$h_{\text{ВНЗ}}$ – средняя эффективная толщина водонефтяной зоны, м.

k_1^{II} – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов.

$$K_1^{II} = \exp(-m_p * S^I * W^2/d^2),$$

где m_p – соотношение эксплуатационных и нагнетательных рядов при соответствующей системе размещения скважин. При площадной и избирательной системах заводнения, если $m > 3$, 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, км².

Значения коэффициента охвата процессом вытеснения (k_1), рассчитанные для рекомендуемого варианта, по эксплуатационным объектам с учетом геологического строения и неоднородности.

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта $K_v = K_1^{I*} K_1^{II*} K_2 = K_1 * K_2$.

где K_2 – коэффициент вытеснения, был определен по результатам экспериментов вытеснения нефти водой проведенных на образцах кернавого материала месторождения Морское, включая блок Огайское (см. разд. 2.4).

Таким образом, для расчета были приняты следующие коэффициенты вытеснения:

-
- верхнеальбский горизонт блока Огайское и Западный: 0,760 д.ед. и 0,710 д.ед., соответственно;
 - среднеальбский горизонт Западного блока: 0,62 д.ед.;
 - апт-неокомский горизонт блока Огайское и Западный: 0,599 д.ед. и 0,712 д.ед., соответственно;
 - нижнеальбский-аптский горизонт Восточного блока: 0,692 д.ед.

Обоснование количества резервных скважин

Предусмотрено бурение резервных скважин в количестве 2-х ед.

3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей

Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат на добычу нефти и газа выполнен на основе технологических показателей разработки и нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Капитальные вложения определены по отдельным направлениям, включающим в себя затраты на строительство скважин, систему поддержания пластового давления, а также на расширение объектов сбора и подготовки нефти. Потребность в капитальных вложениях определялась, исходя из объемных показателей, связанных с бурением скважин, реконструкцией объектов обустройства и удельных затрат, сложившихся за 2020-2021гг. по бурению скважин, их обустройству, строительству объектов нефтедобычи и т.п.

Предполагаемые объемы инвестиционных затрат базируются на укрупненных удельных показателях стоимости, связанных как с бурением скважин, так и исходя из характеристики и необходимого количества оборудования, необходимого на строительство 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 разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин; затраты на надземное нефтепромысловое строительство.

Капитальные вложения в строительство скважин включают в себя: затраты на бурение новых добывающих и оценочных скважин.

Надземное строительство состоит из капитальных затрат на:

- обустройство проектных скважин - затраты на сопутствующее скважинное оборудование для увеличения нефтеотдачи, обустройства выкидных линий для проектных скважин.

Капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела "Капвложения" настоящей записки. В составе капитальных вложений, также учтен резерв средств на прочие затраты (на экспертизы, авторский надзор, сопровождение строительства и т.д.) по утвержденному плану капитальных затрат на обустройство

промысла. Проектная стоимость бурения скважины подсчитана в зависимости от глубины бурения. Исходя из специфики бурения стоимость 1 метра проходки – 340 850 тенге/м для эксплуатационной скважины, которая определена исходя из анализа фактических затрат на бурение существующих скважин, пробуренных в 2020-2021 годах. Таким образом, стоимость строительства 1 (одной) скважины принята с учетом всех выше изложенных показателей. Продолжительность бурения и его окончания для каждой скважины определялось согласно нормативным данным по бурению. Так же капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться в Казахстане. Однако, также возможно приобретение оборудования и материалов у производителей из других стран (СНГ) при невозможности приобретения соответствующего оборудования в Казахстане, а также в случаях их неконкурентоспособности с другими аналогами по показателям качества и цены. Капитальные вложения в бурение скважин определялись на основе сметной стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины и количества скважин. Нормативы для расчета капитальных затрат представлены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 – Техничко-экономические нормативы капитальных вложений

| №.№ п/п | Наименование | Ед. изм. | Значение |
|------------|--|---------------|------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| | Капитальные вложения | | |
| <i>1</i> | <i>Строительство скважин</i> | | |
| 1 | Ввод добывающих горизонтальных скважин и наклонно-направленных скважин | тенге за м.п. | 340 850,00 |
| 2 | Ввод оценочных скважин | тенге за м.п. | 340 850,00 |
| 3 | Перевод скв. в ППД из добыв. Фонда | тыс.тенге | 10 625,00 |
| 4 | Возврат/переход на другие горизонты | тыс.тенге | 10 625,00 |
| 5 | Выбытие скважин | тыс.тенге | 2 125,00 |
| <i>2</i> | <i>Надземное строительство</i> | | |
| 1 | СМР прокладка выкидных линий | тыс.тенге | 1 500,00 |
| 2 | Работа по обустройству устьев скважин нагнетательной линии | тыс.тенге | 1 980,00 |
| 3 | Обустройство скважин бетонированной площадкой для установки ремонтного агрегата (станок КРС) | тыс.тенге | 2 000,00 |
| 4 | Прокладка выкидных линии на каждую пробуренную скважину | тыс.тенге | 2 000,00 |
| 5 | НГС | тыс.тенге | 15 000,00 |
| 6 | ГС | тыс.тенге | 9 000,00 |
| 7 | Печи ПНК | тыс.тенге | 50 000,00 |
| 8 | СМР поготовка основания под оборудования и монтаж НГС, ГС, МФН, печи, НБ-32 прокладка выкидных линии, монтаж дренажной емкости и прочие работы | тыс.тенге | 20 000,00 |
| 9 | ГКПР | тыс.тенге | 16 000,00 |

Нормативы эксплуатационных затрат, использованные в расчетах определены в соответствии с фактическими затратами за 2021 г..

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

нормативы для расчета затрат на производство;
нормативы фиксированных платежей и цены продукции.

Нормативы, участвующие при определении эксплуатационных расходов, связанных с добычей и подготовкой нефти и газа, приведены в таблице 3.5.2.

Таблица 3.5.2 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат

| № | Наименование | Единица измерения | Значение |
|-----|---|-------------------|------------|
| 1 | Уровень использования нефти на продажу (топливный газ) | % | 98,50% |
| 2 | Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП | тыс.тенге | 416,7 |
| 3 | Расходы, относимые на себестоимость продукции | | |
| 3.1 | Затраты на сырье и материалы | тыс.тенге/тыс.т | 2 125,00 |
| 3.2 | Затраты на электроэнергию и пр. ресурсы (производство) | тыс.тенге/тыс.т | 63,75 |
| 3.3 | Затраты на ГСМ | тыс.тенге/тыс.т | 1 700,00 |
| 3.4 | Затраты производственного характера и услуги сервисных компаний | тыс.тенге/тыс.т | 3 408,50 |
| 3.5 | Затраты на страхование | тыс.тенге/год | 391 871,25 |
| 3.6 | Затраты на ремонт | тыс. тенге/скв | 2 873,00 |
| 4 | Расходы периода: | | |
| 4.1 | Содержание АУП | тыс.тенге/год | 117 470,00 |
| 4.2 | Административно- управленческие расходы | тыс.тенге/год | 100 674,00 |
| 5 | Удельный вес продажи газа на внешний рынок | % | 80% |
| 6 | Удельный вес продажи газа на внутренний рынок | % | 20% |
| 7 | Инфляция на капитальные вложения и эксплуатационные затраты | % в год | 5% |
| 8 | Инфляция на цену продукции | % в год | 5,0% |

Экономика предприятия будет основываться на стандартной модели налогообложения с учетом особенностей контракта на недропользование, выданного АО «КоЖаН». В связи с этим проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет с корректировкой по некоторым видам налогов.

Величина нормативов, связанных с налогообложением приведена в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.3 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции

| № | Наименование | Значение |
|----|---|-------------------------------------|
| 1 | Отчисления в Фонд государственного социального страхования | 11% |
| 2 | Отчисления в Фонд государственного медицинского страхования социального страхования | 3% |
| 3 | Отчисления в пенсионный фонд | 10% |
| 4 | Амортизационные отчисления фиксированных активов, подлежащих вычету при налогообложении | по Налоговому Кодексу РК |
| 5 | Затраты на обучение казахстанских специалистов | 1% от ежегодного объема инвестиций |
| 6 | Перечисления в Ликвидационный фонд | по программе |
| 7 | Развитие социальной сферы и инфраструктуры, \$/год | 220 тыс \$ США |
| 8 | НИОКР | 1 % от СГД, по итогам прошлого года |
| 9 | Корпоративный подоходный налог | 20% |
| 10 | НДПИ | по шкале |
| 11 | Налог на добавленную стоимость при покупке товаров и услуг | 12% |
| 12 | Налог на добавленную стоимость при реализации продукции на внутреннем рынке | 12% |
| 13 | Налог на имущество | 1,50% |
| 14 | Налог на сверхприбыль | по шкале |
| 15 | Прочие налоги и отчисления в бюджет | 1,50% |
| 16 | Цена реализации нефти на внешнем рынке с учетом скидки, тенге/т | 287 024 |
| 17 | Цена реализации нефти на внутреннем рынке, тенге/т | 70 000 |
| 18 | Год начала проекта | 2022 |
| 19 | Курс доллара США, тенге/доллар | 425 |

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Для оценки рациональной разработки залежей месторождения Морское, включая блок Огайское а также экономически рентабельного КИН проводились расчеты прогнозных технологических показателей разработки. В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, расчетные данные продуктивности пластов, их неоднородности, полученные в период опробования продуктивных пластов. Расчеты проводились с использованием данных созданных и адаптированных к фактическому состоянию разработки с использованием аналитической методики. Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном её совершенствовании.

Согласно технико-экономических расчетов к реализации рекомендуется вариант 3. Результаты расчетов технологических показателей разработки по рекомендуемому варианту, приведены в таблицах 4.1.1 – 4.1.18, в целом по месторождению и по объектам разработки. По вариантам 1 и 2 в табличных приложениях 1 – 4.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения | | | Ввод скважин из оценочного фонда | Фонд скважин с начала разработки | Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м | Перевод скв. в ППД из добыч. фонда | Перевод скв. с другого горизонта | Перевод скв.на другой горизонт | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагнетательных скважин на конец года | Среднегодовой дебит на 1 скважину | | Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут |
|----------------|-------------------------|------------|----------------|----------------------------------|----------------------------------|---|------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|-----------------|----------------|--|------------|---|-----------------------------------|-----------------|---|
| | всего | добывающих | нагнетательных | | | | | | | всего | нагнетательных | всего | мех. | | нефти, т/сут | жидкости, т/сут | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| 2022 | 5 | 5 | 0 | 9 | 143,0 | 180,2 | 2,0 | 1,0 | 1,0 | 0 | 0 | 136 | 136 | 7 | 12,0 | 29,6 | 214,2 |
| 2023 | 4 | 4 | 0 | 0 | 147,0 | 185,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 140 | 140 | 7 | 10,6 | 30,2 | 193,2 |
| 2024 | 5 | 5 | 0 | 0 | 152,0 | 192,8 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 143 | 143 | 8 | 9,3 | 31,2 | 173,0 |
| 2025 | 5 | 5 | 0 | 0 | 157,0 | 200,2 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 147 | 147 | 9 | 8,3 | 31,2 | 209,1 |
| 2026 | 5 | 5 | 0 | 0 | 162,0 | 210,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 151 | 151 | 10 | 7,5 | 31,5 | 214,7 |
| 2027 | 5 | 5 | 0 | 0 | 167,0 | 214,6 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 155 | 155 | 11 | 6,7 | 32,9 | 202,7 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 214,6 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 154 | 154 | 12 | 6,2 | 32,4 | 188,1 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 214,6 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 153 | 153 | 13 | 5,7 | 31,7 | 210,5 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 214,6 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 152 | 152 | 14 | 5,4 | 30,9 | 190,7 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 214,6 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 151 | 151 | 15 | 5,0 | 30,1 | 189,0 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 214,6 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 149 | 149 | 16 | 4,7 | 29,5 | 191,7 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 214,6 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0 | 0 | 149 | 149 | 16 | 4,5 | 28,7 | 189,7 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 214,6 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0 | 0 | 149 | 149 | 16 | 4,2 | 27,7 | 183,2 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 214,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2 | 0 | 147 | 147 | 16 | 3,9 | 26,7 | 177,0 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 144,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 62 | 2 | 85 | 85 | 14 | 4,2 | 26,2 | 120,3 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 144,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 85 | 85 | 14 | 4,0 | 26,3 | 119,0 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 144,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 84 | 84 | 14 | 3,8 | 26,4 | 116,8 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 144,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 84 | 84 | 14 | 3,6 | 25,8 | 114,3 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 144,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 83 | 83 | 14 | 3,4 | 25,5 | 114,3 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 144,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 82 | 82 | 14 | 3,3 | 25,3 | 112,2 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 144,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 82 | 82 | 14 | 3,1 | 25,0 | 109,0 |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 144,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 81 | 81 | 14 | 3,0 | 24,7 | 107,4 |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 144,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 81 | 81 | 14 | 2,8 | 24,5 | 105,6 |
| 2045 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 144,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2 | 0 | 79 | 79 | 14 | 2,7 | 24,4 | 103,6 |
| 2046 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 117,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 18 | 1 | 61 | 61 | 13 | 2,0 | 21,1 | 97,4 |
| 2047 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 117,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 61 | 61 | 13 | 2,5 | 26,9 | 95,8 |
| 2048 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 115,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2 | 0 | 59 | 59 | 13 | 2,4 | 26,9 | 94,2 |
| 2049 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 115,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 59 | 59 | 13 | 2,3 | 26,5 | 92,6 |
| 2050 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 115,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 59 | 59 | 13 | 2,2 | 26,0 | 91,0 |

Продолжение таблицы 4.1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
|------|---|---|---|---|-------|-------|-----|-----|-----|----|----|----|----|----|-----|------|------|
| 2051 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 106,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5 | 1 | 54 | 54 | 12 | 2,2 | 24,7 | 85,0 |
| 2052 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 106,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 54 | 54 | 12 | 2,1 | 24,2 | 83,1 |
| 2053 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 106,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 54 | 54 | 12 | 2,0 | 23,7 | 81,3 |
| 2054 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 106,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 54 | 54 | 12 | 1,9 | 23,2 | 79,4 |
| 2055 | 0 | 0 | 0 | 0 | 167,0 | 85,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 11 | 2 | 43 | 43 | 10 | 2,0 | 16,0 | 48,0 |

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Добыча нефти тыс.т | Темп отбора от извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов, % | Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обводненность продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м ³ | | Компенсация отбора закачкой, % | Добыча нефтяного газа, млн.м ³ | |
|----------------|--------------------|---------------------------------------|-------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|-------------|------------------------------------|----------------|----------------------------|---|----------------|--------------------------------|---|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех. способ | всего | мех. способ | | годовая | накопленная | | годовая | накопленная |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 2022 | 555,1 | 5,6 | 9,0 | 4268,6 | 43,2 | 0,142 | 1373,0 | 1373,0 | 7963,9 | 7963,9 | 60 | 523,9 | 3164,5 | 39 | 17,0 | 132,0 |
| 2023 | 500,4 | 5,1 | 8,9 | 4769,0 | 48,3 | 0,158 | 1431,4 | 1431,4 | 9395,4 | 9395,4 | 65 | 535,9 | 3700,4 | 39 | 15,3 | 147,4 |
| 2024 | 459,5 | 4,7 | 9,0 | 5228,6 | 52,9 | 0,173 | 1540,9 | 1540,9 | 10936,2 | 10936,2 | 70 | 539,9 | 4240,3 | 37 | 14,1 | 161,4 |
| 2025 | 421,5 | 4,3 | 9,1 | 5650,1 | 57,2 | 0,187 | 1584,0 | 1584,0 | 12520,3 | 12520,3 | 73 | 725,2 | 4965,5 | 48 | 12,9 | 174,4 |
| 2026 | 387,0 | 3,9 | 9,2 | 6037,0 | 61,1 | 0,200 | 1619,0 | 1619,0 | 14139,3 | 14139,3 | 76 | 819,0 | 5784,5 | 54 | 11,9 | 186,2 |
| 2027 | 355,6 | 3,6 | 9,3 | 6392,6 | 64,7 | 0,212 | 1751,0 | 1751,0 | 15890,3 | 15890,3 | 80 | 843,3 | 6627,8 | 52 | 10,9 | 197,1 |
| 2028 | 328,9 | 3,3 | 9,4 | 6721,5 | 68,0 | 0,223 | 1732,3 | 1732,3 | 17622,6 | 17622,6 | 81 | 848,1 | 7475,9 | 53 | 10,1 | 207,2 |
| 2029 | 304,5 | 3,1 | 9,6 | 7026,1 | 71,1 | 0,233 | 1682,5 | 1682,5 | 19305,1 | 19305,1 | 82 | 1021,8 | 8497,7 | 65 | 9,3 | 216,6 |
| 2030 | 282,0 | 2,9 | 9,9 | 7308,0 | 74,0 | 0,242 | 1626,6 | 1626,6 | 20931,7 | 20931,7 | 83 | 991,9 | 9489,6 | 66 | 8,6 | 225,2 |
| 2031 | 264,1 | 2,7 | 10,3 | 7572,1 | 76,7 | 0,251 | 1587,0 | 1587,0 | 22518,7 | 22518,7 | 83 | 1048,4 | 10538,1 | 71 | 8,1 | 233,3 |
| 2032 | 247,3 | 2,5 | 10,7 | 7819,4 | 79,2 | 0,259 | 1544,9 | 1544,9 | 24063,6 | 24063,6 | 84 | 1130,0 | 11668,1 | 79 | 7,6 | 240,9 |
| 2033 | 230,3 | 2,3 | 11,2 | 8049,7 | 81,5 | 0,267 | 1473,7 | 1473,7 | 25537,3 | 25537,3 | 84 | 1118,2 | 12786,3 | 82 | 7,1 | 248,0 |
| 2034 | 215,3 | 2,2 | 11,8 | 8265,1 | 83,7 | 0,274 | 1426,2 | 1426,2 | 26963,5 | 26963,5 | 85 | 1080,1 | 13866,3 | 82 | 6,6 | 254,6 |
| 2035 | 200,6 | 2,0 | 12,4 | 8465,6 | 85,7 | 0,281 | 1381,9 | 1381,9 | 28345,4 | 28345,4 | 85 | 1043,5 | 14909,8 | 82 | 6,2 | 260,7 |
| 2036 | 124,5 | 1,3 | 8,8 | 8590,2 | 87,0 | 0,285 | 781,8 | 781,8 | 29127,2 | 29127,2 | 84 | 625,5 | 15535,3 | 87 | 3,8 | 264,6 |
| 2037 | 117,9 | 1,2 | 9,2 | 8708,0 | 88,2 | 0,289 | 775,5 | 775,5 | 29902,7 | 29902,7 | 85 | 618,9 | 16154,2 | 86 | 3,6 | 268,2 |
| 2038 | 111,3 | 1,1 | 9,5 | 8819,3 | 89,3 | 0,293 | 768,3 | 768,3 | 30671,0 | 30671,0 | 86 | 607,6 | 16761,8 | 86 | 3,4 | 271,6 |
| 2039 | 105,0 | 1,1 | 9,9 | 8924,3 | 90,3 | 0,296 | 752,6 | 752,6 | 31423,6 | 31423,6 | 86 | 594,5 | 17356,3 | 86 | 3,2 | 274,8 |
| 2040 | 99,1 | 1,0 | 10,4 | 9023,4 | 91,3 | 0,299 | 743,7 | 743,7 | 32167,3 | 32167,3 | 87 | 594,5 | 17950,8 | 87 | 3,0 | 277,8 |
| 2041 | 93,8 | 0,9 | 11,0 | 9117,2 | 92,3 | 0,302 | 729,2 | 729,2 | 32896,5 | 32896,5 | 87 | 583,8 | 18534,6 | 87 | 2,9 | 280,7 |
| 2042 | 88,7 | 0,9 | 11,7 | 9205,9 | 93,2 | 0,305 | 709,8 | 709,8 | 33606,3 | 33606,3 | 87 | 567,1 | 19101,7 | 87 | 2,7 | 283,4 |
| 2043 | 84,1 | 0,9 | 12,5 | 9290,0 | 94,0 | 0,308 | 701,5 | 701,5 | 34307,8 | 34307,8 | 88 | 558,6 | 19660,3 | 87 | 2,6 | 286,0 |
| 2044 | 79,8 | 0,8 | 13,6 | 9369,8 | 94,9 | 0,311 | 688,5 | 688,5 | 34996,3 | 34996,3 | 88 | 549,1 | 20209,3 | 87 | 2,4 | 288,5 |
| 2045 | 75,8 | 0,8 | 14,9 | 9445,6 | 95,6 | 0,313 | 676,0 | 676,0 | 35672,3 | 35672,3 | 89 | 538,7 | 20748,1 | 87 | 2,3 | 290,8 |
| 2046 | 55,2 | 0,6 | 12,8 | 9500,8 | 96,2 | 0,315 | 577,6 | 577,6 | 36250,0 | 36250,0 | 90 | 472,6 | 21220,7 | 90 | 1,7 | 292,5 |
| 2047 | 52,5 | 0,5 | 13,9 | 9553,3 | 96,7 | 0,317 | 569,3 | 569,3 | 36819,3 | 36819,3 | 91 | 465,2 | 21685,9 | 90 | 1,6 | 294,1 |
| 2048 | 49,6 | 0,5 | 15,3 | 9602,8 | 97,2 | 0,319 | 550,0 | 550,0 | 37369,4 | 37369,4 | 91 | 457,5 | 22143,4 | 91 | 1,5 | 295,6 |
| 2049 | 47,1 | 0,5 | 17,1 | 9649,9 | 97,7 | 0,320 | 541,2 | 541,2 | 37910,6 | 37910,6 | 91 | 449,7 | 22593,1 | 91 | 1,4 | 297,1 |
| 2050 | 44,8 | 0,5 | 19,6 | 9694,7 | 98,1 | 0,322 | 532,2 | 532,2 | 38442,7 | 38442,7 | 92 | 441,8 | 23034,9 | 91 | 1,4 | 298,4 |
| 2051 | 41,4 | 0,4 | 22,6 | 9736,1 | 98,6 | 0,323 | 463,3 | 463,3 | 38906,0 | 38906,0 | 91 | 383,1 | 23418,0 | 91 | 1,3 | 299,7 |

Продолжение таблицы 4.1.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|------|------|-----|-------|--------|-------|-------|-------|-------|---------|---------|----|-------|---------|----|-----|-------|
| 2052 | 39,3 | 0,4 | 27,7 | 9775,4 | 99,0 | 0,324 | 453,7 | 453,7 | 39359,7 | 39359,7 | 91 | 374,8 | 23792,8 | 91 | 1,2 | 300,9 |
| 2053 | 37,3 | 0,4 | 36,3 | 9812,7 | 99,3 | 0,326 | 443,9 | 443,9 | 39803,7 | 39803,7 | 92 | 366,3 | 24159,2 | 91 | 1,1 | 302,1 |
| 2054 | 35,4 | 0,4 | 54,1 | 9848,0 | 99,7 | 0,327 | 434,1 | 434,1 | 40237,7 | 40237,7 | 92 | 357,8 | 24517,0 | 91 | 1,1 | 303,2 |
| 2055 | 29,1 | 0,3 | 100,0 | 9877,1 | 100,0 | 0,328 | 238,7 | 238,7 | 40476,4 | 40476,4 | 88 | 183,1 | 24700,1 | 84 | 0,9 | 304,0 |

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по 1о объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения | | | Ввод скважин из оценочного фонда | Фонд скважин с начала разработки | Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м | Перевод скв. в ППД из добыв. фонда | Перевод скв. с другого горизонта | Перевод скв. на другой горизонт | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагнетательных скважин на конец года | Среднегодовой дебит на 1 скважину | | Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут |
|----------------|-------------------------|------------|----------------|----------------------------------|----------------------------------|---|------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|-----------------|----------------|--|------|---|-----------------------------------|-----------------|---|
| | всего | добывающих | нагнетательных | | | | | | | всего | нагнетательных | всего | мех. | | нефти, т/сут | жидкости, т/сут | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| 2022 | 2 | 2 | 0 | 5 | 61 | 65,5 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 60 | 60 | 0 | 14,4 | 35,0 | 0,0 |
| 2023 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61 | 65,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 0 | 12,6 | 36,7 | 0,0 |
| 2024 | 1 | 1 | 0 | 0 | 62 | 66,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61 | 61 | 0 | 11,0 | 39,5 | 0,0 |
| 2025 | 1 | 1 | 0 | 0 | 63 | 67,8 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61 | 61 | 1 | 9,4 | 38,2 | 443,5 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 63 | 70,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61 | 61 | 1 | 8,2 | 38,4 | 656,7 |
| 2027 | 2 | 2 | 0 | 0 | 65 | 70,0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 62 | 62 | 2 | 7,0 | 42,7 | 365,9 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65 | 70,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 62 | 62 | 2 | 6,3 | 40,9 | 349,9 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65 | 70,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 62 | 62 | 2 | 5,7 | 38,9 | 608,8 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65 | 70,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 62 | 62 | 2 | 5,1 | 36,5 | 570,1 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65 | 70,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 62 | 62 | 2 | 4,7 | 34,8 | 639,9 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65 | 70,0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 61 | 61 | 2 | 4,3 | 32,9 | 725,7 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65 | 70,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61 | 61 | 2 | 4,0 | 31,6 | 684,5 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65 | 70,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61 | 61 | 2 | 3,6 | 29,7 | 642,4 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65 | 70,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61 | 61 | 2 | 3,3 | 27,7 | 599,9 |

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 1о объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Добыча нефти тыс.т | Темп отбора от извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов, % | Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обводненность продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м ³ | | Компенсация отбора закачкой, % | Добыча нефтяного газа, млн.м ³ | |
|----------------|--------------------|---------------------------------------|-------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|--------------|------------------------------------|----------------|----------------------------|---|---------------|--------------------------------|---|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех. способ | всего | мех. способ | | годовая | накопленная | | годовая | накопленная |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 2022 | 295,508 | 9,5 | 14,0 | 1298,9 | 41,8 | 0,137 | 716,6 | 716,6 | 2448,9 | 2448,9 | 58,8 | 0,0 | 0,0 | 0 | 9,1 | 40,8 |
| 2023 | 262,1 | 8,4 | 14,5 | 1561,1 | 50,2 | 0,164 | 764,1 | 764,1 | 3213,0 | 3213,0 | 65,7 | 0,0 | 0,0 | 0 | 8,0 | 48,9 |
| 2024 | 230,2 | 7,4 | 14,9 | 1791,3 | 57,6 | 0,189 | 829,5 | 829,5 | 4042,5 | 4042,5 | 72,2 | 0,0 | 0,0 | 0 | 7,1 | 55,9 |
| 2025 | 200,8 | 6,5 | 15,3 | 1992,1 | 64,1 | 0,210 | 814,9 | 814,9 | 4857,5 | 4857,5 | 75,4 | 153,8 | 153,8 | 20 | 6,2 | 62,1 |
| 2026 | 174,1 | 5,6 | 15,6 | 2166,2 | 69,7 | 0,228 | 811,8 | 811,8 | 5669,3 | 5669,3 | 78,6 | 227,7 | 381,5 | 30 | 5,3 | 67,4 |
| 2027 | 150,3 | 4,8 | 16,0 | 2316,6 | 74,5 | 0,244 | 918,1 | 918,1 | 6587,3 | 6587,3 | 83,6 | 253,7 | 635,2 | 30 | 4,6 | 72,0 |
| 2028 | 136,5 | 4,4 | 17,2 | 2453,0 | 78,9 | 0,258 | 880,3 | 880,3 | 7467,6 | 7467,6 | 84,5 | 242,7 | 877,9 | 30 | 4,2 | 76,2 |
| 2029 | 123,4 | 4,0 | 18,8 | 2576,5 | 82,9 | 0,271 | 837,2 | 837,2 | 8304,8 | 8304,8 | 85,3 | 422,2 | 1300,1 | 54 | 3,8 | 80,0 |
| 2030 | 110,6 | 3,6 | 20,8 | 2687,0 | 86,5 | 0,283 | 785,5 | 785,5 | 9090,3 | 9090,3 | 85,9 | 395,4 | 1695,5 | 54 | 3,4 | 83,4 |
| 2031 | 100,9 | 3,2 | 24,0 | 2787,9 | 89,7 | 0,294 | 747,3 | 747,3 | 9837,6 | 9837,6 | 86,5 | 443,7 | 2139,2 | 64 | 3,1 | 86,5 |
| 2032 | 91,8 | 3,0 | 28,7 | 2879,7 | 92,7 | 0,303 | 707,3 | 707,3 | 10544,9 | 10544,9 | 87,0 | 503,2 | 2642,4 | 77 | 2,8 | 89,3 |
| 2033 | 83,6 | 2,7 | 36,6 | 2963,3 | 95,3 | 0,312 | 668,2 | 668,2 | 11213,1 | 11213,1 | 87,5 | 474,7 | 3117,2 | 77 | 2,6 | 91,9 |
| 2034 | 75,9 | 2,4 | 52,5 | 3039,2 | 97,8 | 0,320 | 627,8 | 627,8 | 11841,0 | 11841,0 | 87,9 | 445,5 | 3562,7 | 77 | 2,3 | 94,2 |
| 2035 | 68,8 | 2,2 | 100,1 | 3108,0 | 100,0 | 0,327 | 586,9 | 586,9 | 12427,8 | 12427,8 | 88,3 | 416,0 | 3978,7 | 77 | 2,1 | 96,3 |

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по 1з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения | | | Ввод скважин из оценочного фонда | Фонд скважин с начала разработки | Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м | Перевод скв. в ППД из добыв. фонда | Перевод скв. с другого горизонта | Перевод скв. на другой горизонт | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагнетательных скважин на конец года | Среднегодовой дебит на 1 скважину | | Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут |
|----------------|-------------------------|------------|----------------|----------------------------------|----------------------------------|---|------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|-----------------|----------------|--|-----------|---|-----------------------------------|-----------------|---|
| | всего | добывающих | нагнетательных | | | | | | | всего | нагнетательных | всего | мех. | | нефти, т/сут | жидкости, т/сут | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| 2022 | 1 | 1 | 0 | 3 | 14 | 16,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14 | 14 | 0 | 5,7 | 12,2 | 0,0 |
| 2023 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14 | 16,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14 | 14 | 0 | 4,9 | 11,2 | 0,0 |
| 2024 | 2 | 2 | 0 | 0 | 16 | 19,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16 | 16 | 0 | 5,6 | 16,9 | 0,0 |
| 2025 | 2 | 2 | 0 | 0 | 18 | 22,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 18 | 18 | 0 | 5,3 | 16,7 | 0,0 |
| 2026 | 2 | 2 | 0 | 0 | 20 | 24,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 20 | 0 | 4,9 | 16,8 | 0,0 |
| 2027 | 2 | 2 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 22 | 0 | 5,0 | 18,4 | 0,0 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 22 | 0 | 4,6 | 17,3 | 0,0 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 22 | 0 | 4,4 | 16,9 | 0,0 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 22 | 0 | 4,3 | 16,6 | 0,0 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 22 | 0 | 4,1 | 16,2 | 0,0 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 21 | 21 | 1 | 4,0 | 15,8 | 65,6 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 21 | 21 | 1 | 4,0 | 13,7 | 137,3 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 21 | 21 | 1 | 3,9 | 13,3 | 133,6 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 20 | 20 | 1 | 3,7 | 14,1 | 140,3 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 20 | 1 | 3,8 | 14,4 | 163,4 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 20 | 1 | 3,6 | 15,1 | 170,1 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 20 | 1 | 3,5 | 14,6 | 164,6 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 20 | 1 | 3,3 | 14,1 | 159,0 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 19 | 19 | 1 | 3,2 | 14,7 | 192,0 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 19 | 19 | 1 | 3,2 | 14,9 | 185,8 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 19 | 19 | 1 | 3,1 | 14,4 | 179,4 |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 19 | 19 | 1 | 3,0 | 14,9 | 184,1 |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 19 | 19 | 1 | 2,8 | 14,3 | 177,3 |
| 2045 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 27,5 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 18 | 18 | 1 | 2,7 | 13,7 | 169,6 |

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 1з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Добыча нефти тыс.т | Темп отбора от извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов, % | Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обводненность продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м ³ | | Компенсация отбора закачкой, % | Добыча нефтяного газа, млн.м ³ | |
|----------------|--------------------|---------------------------------------|-------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|-------------|------------------------------------|---------------|----------------------------|---|--------------|--------------------------------|---|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех. способ | всего | мех. способ | | годовая | накопленная | | годовая | накопленная |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 2022 | 26,6 | 3,3 | 4,1 | 181,1 | 22,6 | 0,019 | 57,3 | 57,3 | 304,3 | 304,3 | 53,6 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,8 | 5,7 |
| 2023 | 23,6 | 2,9 | 3,8 | 204,7 | 25,6 | 0,022 | 54,4 | 54,4 | 358,7 | 358,7 | 56,7 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,7 | 6,4 |
| 2024 | 29,2 | 3,6 | 4,9 | 233,9 | 29,2 | 0,025 | 88,2 | 88,2 | 446,9 | 446,9 | 66,9 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,9 | 7,3 |
| 2025 | 31,1 | 3,9 | 5,5 | 264,9 | 33,1 | 0,028 | 98,8 | 98,8 | 545,7 | 545,7 | 68,6 | 0,0 | 0,0 | 0 | 1,0 | 8,2 |
| 2026 | 32,5 | 4,1 | 6,1 | 297,4 | 37,1 | 0,031 | 111,2 | 111,2 | 656,9 | 656,9 | 70,8 | 0,0 | 0,0 | 0 | 1,0 | 9,2 |
| 2027 | 36,3 | 4,5 | 7,2 | 333,7 | 41,7 | 0,035 | 134,0 | 134,0 | 790,9 | 790,9 | 72,9 | 0,0 | 0,0 | 0 | 1,1 | 10,4 |
| 2028 | 35,1 | 4,4 | 7,5 | 368,8 | 46,0 | 0,039 | 131,8 | 131,8 | 922,7 | 922,7 | 73,4 | 0,0 | 0,0 | 0 | 1,1 | 11,4 |
| 2029 | 33,9 | 4,2 | 7,8 | 402,6 | 50,3 | 0,042 | 129,2 | 129,2 | 1051,9 | 1051,9 | 73,8 | 0,0 | 0,0 | 0 | 1,0 | 12,5 |
| 2030 | 32,7 | 4,1 | 8,2 | 435,4 | 54,4 | 0,046 | 126,3 | 126,3 | 1178,2 | 1178,2 | 74,1 | 0,0 | 0,0 | 0 | 1,0 | 13,5 |
| 2031 | 31,6 | 3,9 | 8,6 | 466,9 | 58,3 | 0,049 | 123,4 | 123,4 | 1301,6 | 1301,6 | 74,4 | 0,0 | 0,0 | 0 | 1,0 | 14,4 |
| 2032 | 30,5 | 3,8 | 9,1 | 497,4 | 62,1 | 0,052 | 120,3 | 120,3 | 1421,9 | 1421,9 | 74,7 | 22,7 | 22,7 | 20 | 0,9 | 15,4 |
| 2033 | 29,4 | 3,7 | 9,7 | 526,7 | 65,8 | 0,055 | 99,7 | 99,7 | 1521,6 | 1521,6 | 70,5 | 47,6 | 70,4 | 50 | 0,9 | 16,3 |
| 2034 | 28,3 | 3,5 | 10,3 | 555,0 | 69,3 | 0,058 | 97,0 | 97,0 | 1618,6 | 1618,6 | 70,9 | 46,3 | 116,7 | 50 | 0,9 | 17,1 |
| 2035 | 27,2 | 3,4 | 11,1 | 582,2 | 72,7 | 0,061 | 102,6 | 102,6 | 1721,3 | 1721,3 | 73,5 | 48,6 | 165,3 | 50 | 0,8 | 18,0 |
| 2036 | 26,2 | 3,3 | 12,0 | 608,4 | 76,0 | 0,064 | 99,7 | 99,7 | 1820,9 | 1820,9 | 73,8 | 56,6 | 222,0 | 60 | 0,8 | 18,8 |
| 2037 | 25,1 | 3,1 | 13,0 | 633,5 | 79,1 | 0,067 | 104,4 | 104,4 | 1925,3 | 1925,3 | 75,9 | 59,0 | 281,0 | 60 | 0,8 | 19,5 |
| 2038 | 24,1 | 3,0 | 14,4 | 657,6 | 82,1 | 0,069 | 101,1 | 101,1 | 2026,4 | 2026,4 | 76,1 | 57,1 | 338,0 | 60 | 0,7 | 20,3 |
| 2039 | 23,1 | 2,9 | 16,1 | 680,8 | 85,0 | 0,072 | 97,7 | 97,7 | 2124,1 | 2124,1 | 76,3 | 55,1 | 393,2 | 60 | 0,7 | 21,0 |
| 2040 | 22,2 | 2,8 | 18,5 | 703,0 | 87,8 | 0,074 | 101,7 | 101,7 | 2225,8 | 2225,8 | 78,1 | 66,6 | 459,8 | 70 | 0,7 | 21,7 |
| 2041 | 21,3 | 2,7 | 21,8 | 724,3 | 90,4 | 0,076 | 98,4 | 98,4 | 2324,2 | 2324,2 | 78,3 | 64,4 | 524,2 | 70 | 0,7 | 22,3 |
| 2042 | 20,5 | 2,6 | 26,7 | 744,8 | 93,0 | 0,078 | 95,1 | 95,1 | 2419,3 | 2419,3 | 78,5 | 62,2 | 586,4 | 70 | 0,6 | 23,0 |
| 2043 | 19,6 | 2,4 | 34,9 | 764,4 | 95,4 | 0,081 | 98,0 | 98,0 | 2517,3 | 2517,3 | 80,0 | 63,8 | 650,2 | 70 | 0,6 | 23,6 |
| 2044 | 18,8 | 2,3 | 51,3 | 783,2 | 97,8 | 0,082 | 94,4 | 94,4 | 2611,7 | 2611,7 | 80,1 | 61,5 | 711,7 | 70 | 0,6 | 24,1 |
| 2045 | 17,8 | 2,2 | 100,0 | 801,0 | 100,0 | 0,084 | 90,4 | 90,4 | 2702,1 | 2702,1 | 80,3 | 58,8 | 770,5 | 70 | 0,5 | 24,7 |

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по 1в объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения | | | Ввод скважин из оценочного фонда | Фонд скважин с начала разработки | Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м | Перевод скв. в ППД из добыв. фонда | Перевод скв. с другого горизонта | Перевод скв. на другой горизонт | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагнетательных скважин на конец года | Среднегодовой дебит на 1 скважину | | Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут |
|----------------|-------------------------|------------|----------------|----------------------------------|----------------------------------|---|------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|-----------------|----------------|--|----------|---|-----------------------------------|-----------------|---|
| | всего | добывающих | нагнетательных | | | | | | | всего | нагнетательных | всего | мех. | | нефти, т/сут | жидкости, т/сут | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| 2022 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 5,0 | 10,4 | 0,0 |
| 2023 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 4,7 | 11,0 | 0,0 |
| 2024 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 4,5 | 11,5 | 0,0 |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 4,2 | 12,0 | 0,0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 4,0 | 12,5 | 0,0 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 3,8 | 13,0 | 0,0 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 3,5 | 13,4 | 0,0 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 3,3 | 13,8 | 0,0 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 3,2 | 14,2 | 0,0 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 3,0 | 14,5 | 0,0 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 2,8 | 14,9 | 0,0 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 2,6 | 15,2 | 0,0 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 2,8 | 17,3 | 0,0 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 1,9 | 13,6 | 0,0 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 1,6 | 13,3 | 0,0 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 1,5 | 13,6 | 0,0 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 1,4 | 13,8 | 0,0 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 1,2 | 14,1 | 0,0 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 1,1 | 14,3 | 0,0 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 1,0 | 14,5 | 0,0 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,9 | 14,7 | 0,0 |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,8 | 14,9 | 0,0 |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,8 | 15,0 | 0,0 |
| 2045 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,7 | 15,1 | 0,0 |
| 2046 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,6 | 15,3 | 0,0 |
| 2047 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,6 | 15,4 | 0,0 |

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 1в объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Добыча нефти тыс.т | Темп отбора от извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов, % | Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обводненность продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м ³ | | Компенсация отбора закачкой, % | Добыча нефтяного газа, млн.м ³ | |
|----------------|--------------------|---------------------------------------|-------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|-------------|------------------------------------|-------------|----------------------------|---|--------------|--------------------------------|---|--------------|
| | | начальных | текущих | | | | всево | мех. способ | всево | мех. способ | | годо-вая | накоп-ленная | | годовая | накоп-ленная |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2022 | 1,7 | 5,6 | 6,5 | 6,0 | 19,2 | 0,048 | 3,6 | 3,6 | 13,6 | 13,6 | 51,8 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,1 | 0,2 |
| 2023 | 1,6 | 5,3 | 6,6 | 7,6 | 24,5 | 0,061 | 3,8 | 3,8 | 17,4 | 17,4 | 56,9 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,1 | 0,2 |
| 2024 | 1,6 | 5,0 | 6,6 | 9,2 | 29,5 | 0,073 | 4,0 | 4,0 | 21,4 | 21,4 | 61,2 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,3 |
| 2025 | 1,5 | 4,7 | 6,7 | 10,6 | 34,2 | 0,085 | 4,2 | 4,2 | 25,6 | 25,6 | 64,9 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,3 |
| 2026 | 1,4 | 4,5 | 6,8 | 12,0 | 38,7 | 0,096 | 4,3 | 4,3 | 29,9 | 29,9 | 68,2 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,4 |
| 2027 | 1,3 | 4,2 | 6,9 | 13,3 | 42,9 | 0,106 | 4,5 | 4,5 | 34,4 | 34,4 | 71,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,4 |
| 2028 | 1,2 | 4,0 | 6,9 | 14,5 | 46,9 | 0,116 | 4,6 | 4,6 | 39,1 | 39,1 | 73,5 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,5 |
| 2029 | 1,2 | 3,7 | 7,0 | 15,7 | 50,6 | 0,126 | 4,8 | 4,8 | 43,9 | 43,9 | 75,8 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,5 |
| 2030 | 1,1 | 3,5 | 7,1 | 16,8 | 54,1 | 0,134 | 4,9 | 4,9 | 48,8 | 48,8 | 77,8 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,5 |
| 2031 | 1,0 | 3,3 | 7,3 | 17,8 | 57,5 | 0,143 | 5,0 | 5,0 | 53,8 | 53,8 | 79,5 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,6 |
| 2032 | 1,0 | 3,1 | 7,4 | 18,8 | 60,6 | 0,150 | 5,2 | 5,2 | 59,0 | 59,0 | 81,1 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,6 |
| 2033 | 0,9 | 3,0 | 7,5 | 19,7 | 63,6 | 0,158 | 5,3 | 5,3 | 64,3 | 64,3 | 82,6 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,6 |
| 2034 | 1,5 | 4,7 | 12,9 | 21,2 | 68,3 | 0,169 | 9,1 | 9,1 | 73,4 | 73,4 | 84,1 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,7 |
| 2035 | 1,3 | 4,3 | 13,4 | 22,5 | 72,5 | 0,180 | 9,4 | 9,4 | 82,8 | 82,8 | 86,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,7 |
| 2036 | 1,1 | 3,7 | 13,3 | 23,6 | 76,2 | 0,189 | 9,2 | 9,2 | 92,0 | 92,0 | 87,7 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,7 |
| 2037 | 1,0 | 3,3 | 14,0 | 24,6 | 79,5 | 0,197 | 9,4 | 9,4 | 101,4 | 101,4 | 89,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,8 |
| 2038 | 0,9 | 3,0 | 14,8 | 25,6 | 82,5 | 0,205 | 9,6 | 9,6 | 111,0 | 111,0 | 90,2 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,8 |
| 2039 | 0,9 | 2,8 | 15,8 | 26,4 | 85,3 | 0,212 | 9,8 | 9,8 | 120,8 | 120,8 | 91,3 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,8 |
| 2040 | 0,8 | 2,5 | 17,0 | 27,2 | 87,8 | 0,218 | 9,9 | 9,9 | 130,7 | 130,7 | 92,2 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,8 |
| 2041 | 0,7 | 2,3 | 18,7 | 27,9 | 90,1 | 0,223 | 10,1 | 10,1 | 140,8 | 140,8 | 93,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,9 |
| 2042 | 0,6 | 2,1 | 20,9 | 28,6 | 92,1 | 0,229 | 10,2 | 10,2 | 150,9 | 150,9 | 93,7 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,9 |
| 2043 | 0,6 | 1,9 | 24,0 | 29,1 | 94,0 | 0,233 | 10,3 | 10,3 | 161,3 | 161,3 | 94,3 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,9 |
| 2044 | 0,5 | 1,7 | 28,7 | 29,7 | 95,7 | 0,237 | 10,4 | 10,4 | 171,7 | 171,7 | 94,9 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,9 |
| 2045 | 0,5 | 1,6 | 36,6 | 30,2 | 97,3 | 0,241 | 10,5 | 10,5 | 182,2 | 182,2 | 95,4 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,9 |
| 2046 | 0,4 | 1,4 | 52,4 | 30,6 | 98,7 | 0,245 | 10,6 | 10,6 | 192,8 | 192,8 | 95,9 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,9 |
| 2047 | 0,4 | 1,3 | 100,0 | 31,0 | 100,0 | 0,248 | 10,7 | 10,7 | 203,4 | 203,4 | 96,3 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 1,0 |

Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин по 2 объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения | | | Ввод скважин из оценочного фонда | Фонд скважин с начала разработки | Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м | Перевод скв. в ППД из добыв. фонда | Перевод скв. с другого горизонта | Перевод скв. на другой горизонт | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагнетательных скважин на конец года | Среднегодовой дебит на 1 скважину | | Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут |
|----------------|-------------------------|------------|----------------|----------------------------------|----------------------------------|---|------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|-----------------|----------------|--|-----------|---|-----------------------------------|-----------------|---|
| | всего | добывающих | нагнетательных | | | | | | | всего | нагнетательных | всего | мех. | | нефти, т/сут | жидкости, т/сут | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| 2022 | 1 | 1 | 0 | 1 | 8 | 8,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 7 | 1 | 10,6 | 48,7 | 280,3 |
| 2023 | 4 | 4 | 0 | 0 | 12 | 14,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 1 | 9,6 | 45,2 | 299,5 |
| 2024 | 1 | 1 | 0 | 0 | 13 | 15,6 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 6,7 | 32,1 | 162,9 |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13 | 15,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 7,5 | 37,6 | 185,7 |
| 2026 | 2 | 2 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13 | 13 | 2 | 7,7 | 42,9 | 221,3 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13 | 13 | 2 | 6,7 | 38,8 | 225,5 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13 | 13 | 2 | 6,5 | 39,6 | 229,7 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13 | 13 | 2 | 6,4 | 40,4 | 233,8 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13 | 13 | 2 | 6,2 | 41,1 | 237,7 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 12 | 3 | 6,1 | 41,8 | 164,4 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 12 | 3 | 6,4 | 46,1 | 167,0 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 12 | 3 | 6,0 | 45,0 | 164,5 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 12 | 3 | 5,7 | 43,8 | 159,9 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 11 | 11 | 3 | 5,3 | 42,4 | 155,0 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 3 | 5,4 | 44,8 | 149,8 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 3 | 5,0 | 43,2 | 145,8 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 3 | 4,7 | 41,5 | 140,0 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 3 | 4,4 | 39,7 | 133,9 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 3 | 4,1 | 37,9 | 127,6 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 10 | 10 | 3 | 3,8 | 36,1 | 121,5 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 3,9 | 38,3 | 117,4 |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 3,6 | 36,4 | 111,3 |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 3,4 | 34,9 | 106,8 |
| 2045 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 3,2 | 33,5 | 102,3 |
| 2046 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 3,0 | 32,0 | 97,7 |
| 2047 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 2,8 | 30,4 | 93,0 |
| 2048 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 2,6 | 28,9 | 88,2 |
| 2049 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 2,5 | 27,3 | 83,3 |
| 2050 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 2,3 | 25,6 | 78,3 |

Продолжение таблицы 4.1.9

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
|------|---|---|---|---|----|------|---|---|----|----|----|----|----|----|-----|------|------|
| 2051 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 2,2 | 24,6 | 75,2 |
| 2052 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 2,0 | 23,0 | 70,1 |
| 2053 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 1,8 | 21,3 | 65,0 |
| 2054 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 1,7 | 19,6 | 59,8 |
| 2055 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 18,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 1,5 | 17,9 | 54,5 |

Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 2 объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Добыча нефти тыс.т | Темп отбора от извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов, % | Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обводненность продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м ³ | | Компенсация отбора закачкой, % | Добыча нефтяного газа, млн.м ³ | |
|----------------|--------------------|---------------------------------------|------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|--------------|------------------------------------|---------------|----------------------------|---|---------------|--------------------------------|---|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех. способ | всего | мех. способ | | годовая | накопленная | | годовая | накопленная |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2022 | 24,1 | 3,1 | 4,0 | 189,6 | 24,5 | 0,077 | 110,2 | 110,2 | 504,4 | 504,4 | 78,2 | 97,2 | 431,2 | 93 | 0,7 | 6,0 |
| 2023 | 25,0 | 3,2 | 4,3 | 214,6 | 27,8 | 0,087 | 117,9 | 117,9 | 622,3 | 622,3 | 78,8 | 103,8 | 535,0 | 93 | 0,8 | 6,7 |
| 2024 | 26,8 | 3,5 | 4,8 | 241,4 | 31,2 | 0,098 | 128,3 | 128,3 | 750,6 | 750,6 | 79,1 | 113,0 | 648,0 | 93 | 0,8 | 7,6 |
| 2025 | 28,6 | 3,7 | 5,4 | 270,0 | 34,9 | 0,110 | 143,5 | 143,5 | 894,1 | 894,1 | 80,1 | 128,8 | 776,8 | 95 | 0,9 | 8,4 |
| 2026 | 30,8 | 4,0 | 6,1 | 300,8 | 38,9 | 0,123 | 171,6 | 171,6 | 1065,6 | 1065,6 | 82,1 | 153,4 | 930,2 | 95 | 0,9 | 9,4 |
| 2027 | 30,1 | 3,9 | 6,4 | 330,8 | 42,8 | 0,135 | 175,1 | 175,1 | 1240,8 | 1240,8 | 82,8 | 156,4 | 1086,6 | 95 | 0,9 | 10,3 |
| 2028 | 29,4 | 3,8 | 6,6 | 360,2 | 46,6 | 0,147 | 178,6 | 178,6 | 1419,4 | 1419,4 | 83,6 | 159,3 | 1245,9 | 95 | 0,9 | 11,2 |
| 2029 | 28,7 | 3,7 | 6,9 | 388,9 | 50,3 | 0,158 | 182,0 | 182,0 | 1601,3 | 1601,3 | 84,2 | 162,1 | 1408,0 | 95 | 0,9 | 12,1 |
| 2030 | 28,0 | 3,6 | 7,3 | 416,9 | 53,9 | 0,170 | 185,3 | 185,3 | 1786,7 | 1786,7 | 84,9 | 164,9 | 1572,9 | 95 | 0,9 | 12,9 |
| 2031 | 27,4 | 3,5 | 7,7 | 444,2 | 57,5 | 0,181 | 188,5 | 188,5 | 1975,2 | 1975,2 | 85,5 | 171,1 | 1743,9 | 97 | 0,8 | 13,8 |
| 2032 | 26,7 | 3,5 | 8,1 | 471,0 | 60,9 | 0,192 | 191,7 | 191,7 | 2166,9 | 2166,9 | 86,1 | 173,7 | 1917,7 | 97 | 0,8 | 14,6 |
| 2033 | 25,1 | 3,2 | 8,3 | 496,1 | 64,2 | 0,202 | 187,1 | 187,1 | 2354,0 | 2354,0 | 86,6 | 171,1 | 2088,8 | 99 | 0,8 | 15,4 |
| 2034 | 23,5 | 3,0 | 8,5 | 519,6 | 67,2 | 0,212 | 182,1 | 182,1 | 2536,1 | 2536,1 | 87,1 | 166,4 | 2255,2 | 99 | 0,7 | 16,1 |
| 2035 | 22,0 | 2,8 | 8,7 | 541,6 | 70,1 | 0,221 | 176,6 | 176,6 | 2712,7 | 2712,7 | 87,5 | 161,3 | 2416,4 | 99 | 0,7 | 16,8 |
| 2036 | 20,6 | 2,7 | 8,9 | 562,2 | 72,7 | 0,229 | 170,8 | 170,8 | 2883,5 | 2883,5 | 87,9 | 155,8 | 2572,3 | 99 | 0,6 | 17,4 |
| 2037 | 19,2 | 2,5 | 9,1 | 581,4 | 75,2 | 0,237 | 164,7 | 164,7 | 3048,2 | 3048,2 | 88,3 | 151,6 | 2723,9 | 100 | 0,6 | 18,0 |
| 2038 | 17,9 | 2,3 | 9,4 | 599,4 | 77,5 | 0,244 | 158,2 | 158,2 | 3206,4 | 3206,4 | 88,7 | 145,6 | 2869,5 | 100 | 0,6 | 18,5 |
| 2039 | 16,7 | 2,2 | 9,6 | 616,1 | 79,7 | 0,251 | 151,4 | 151,4 | 3357,8 | 3357,8 | 89,0 | 139,3 | 3008,8 | 100 | 0,5 | 19,1 |
| 2040 | 15,5 | 2,0 | 9,9 | 631,6 | 81,7 | 0,257 | 144,4 | 144,4 | 3502,2 | 3502,2 | 89,2 | 132,7 | 3141,5 | 100 | 0,5 | 19,5 |
| 2041 | 14,4 | 1,9 | 10,2 | 646,0 | 83,6 | 0,263 | 137,6 | 137,6 | 3639,7 | 3639,7 | 89,5 | 126,4 | 3267,9 | 100 | 0,4 | 20,0 |
| 2042 | 13,6 | 1,8 | 10,7 | 659,7 | 85,3 | 0,269 | 132,9 | 132,9 | 3772,7 | 3772,7 | 89,7 | 122,1 | 3390,0 | 100 | 0,4 | 20,4 |
| 2043 | 12,6 | 1,6 | 11,2 | 672,3 | 87,0 | 0,274 | 126,1 | 126,1 | 3898,8 | 3898,8 | 90,0 | 115,7 | 3505,8 | 100 | 0,4 | 20,8 |
| 2044 | 11,9 | 1,5 | 11,8 | 684,2 | 88,5 | 0,279 | 121,1 | 121,1 | 4019,8 | 4019,8 | 90,2 | 111,1 | 3616,9 | 100 | 0,4 | 21,2 |
| 2045 | 11,2 | 1,4 | 12,6 | 695,4 | 90,0 | 0,283 | 116,0 | 116,0 | 4135,9 | 4135,9 | 90,4 | 106,4 | 3723,3 | 100 | 0,3 | 21,5 |
| 2046 | 10,5 | 1,4 | 13,5 | 705,90 | 91,3 | 0,288 | 110,8 | 110,8 | 4246,6 | 4246,6 | 90,5 | 101,6 | 3824,9 | 100 | 0,3 | 21,8 |
| 2047 | 9,8 | 1,3 | 14,6 | 715,72 | 92,6 | 0,292 | 105,5 | 105,5 | 4352,1 | 4352,1 | 90,7 | 96,7 | 3921,6 | 100 | 0,3 | 22,1 |
| 2048 | 9,2 | 1,2 | 16,0 | 724,89 | 93,8 | 0,295 | 100,0 | 100,0 | 4452,2 | 4452,2 | 90,8 | 91,7 | 4013,4 | 100 | 0,3 | 22,4 |
| 2049 | 8,5 | 1,1 | 17,7 | 733,41 | 94,9 | 0,299 | 94,5 | 94,5 | 4546,7 | 4546,7 | 91,0 | 86,6 | 4100,0 | 100 | 0,3 | 22,7 |
| 2050 | 7,9 | 1,0 | 20,0 | 741,32 | 95,9 | 0,302 | 88,9 | 88,9 | 4635,6 | 4635,6 | 91,1 | 81,5 | 4181,4 | 100 | 0,2 | 22,9 |
| 2051 | 7,5 | 1,0 | 23,7 | 748,82 | 96,9 | 0,305 | 85,4 | 85,4 | 4721,0 | 4721,0 | 91,2 | 78,2 | 4259,7 | 100 | 0,2 | 23,1 |

Продолжение таблицы 4.1.10

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|------|-----|-----|-------|--------|---------|-------|------|------|--------|--------|------|------|--------|-----|-----|------|
| 2052 | 6,9 | 0,9 | 28,6 | 755,72 | 97,8 | 0,308 | 79,7 | 79,7 | 4800,7 | 4800,7 | 91,3 | 72,9 | 4332,6 | 100 | 0,2 | 23,4 |
| 2053 | 6,3 | 0,8 | 36,6 | 762,05 | 98,6 | 0,310 | 73,8 | 73,8 | 4874,5 | 4874,5 | 91,4 | 67,6 | 4400,2 | 100 | 0,2 | 23,5 |
| 2054 | 5,8 | 0,7 | 52,6 | 767,81 | 99,3 | 0,313 | 67,9 | 67,9 | 4942,4 | 4942,4 | 91,5 | 62,2 | 4462,4 | 100 | 0,2 | 23,7 |
| 2055 | 5,2 | 0,7 | 100,1 | 773,01 | 100,001 | 0,315 | 62,0 | 62,0 | 5004,4 | 5004,4 | 91,6 | 56,7 | 4519,1 | 100 | 0,2 | 23,9 |

Таблица 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин по 3з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения | | | Ввод скважин из оценочного фонда | Фонд скважин с начала разработки | Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м | Перевод скв. в ППД из добыв. фонда | Перевод скв. с другого горизонта | Перевод скв. на другой горизонт | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагнетательных скважин на конец года | Среднегодовой дебит на 1 скважину | | Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут |
|----------------|-------------------------|------------|----------------|----------------------------------|----------------------------------|---|------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|-----------------|----------------|--|------|---|-----------------------------------|-----------------|---|
| | всего | добывающих | нагнетательных | | | | | | | всего | нагнетательных | всего | мех. | | нефти, т/сут | жидкости, т/сут | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| 2022 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 1 | 8,9 | 23,6 | 112,3 |
| 2023 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 1 | 8,2 | 25,0 | 117,4 |
| 2024 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 1 | 7,5 | 26,4 | 122,1 |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 1 | 6,9 | 27,6 | 126,4 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 1 | 6,3 | 28,7 | 130,4 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 1 | 5,8 | 29,8 | 134,0 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 1 | 5,3 | 30,7 | 137,4 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 1 | 4,9 | 31,6 | 140,4 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 1 | 4,5 | 32,4 | 143,3 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 1 | 4,1 | 33,1 | 145,8 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 1 | 3,8 | 33,8 | 148,2 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 4,0 | 40,2 | 140,4 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 3,7 | 40,8 | 142,1 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 3,4 | 41,4 | 143,7 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 3,2 | 41,9 | 145,2 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 2,8 | 40,9 | 141,3 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 2,6 | 41,3 | 142,4 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 2,4 | 41,7 | 143,5 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 2,2 | 42,0 | 144,5 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 2,1 | 42,4 | 145,5 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 1,9 | 42,7 | 146,3 |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 1,8 | 43,0 | 147,1 |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 1,7 | 43,2 | 147,9 |
| 2045 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 1,5 | 43,5 | 148,6 |
| 2046 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 1,4 | 43,7 | 149,2 |
| 2047 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 1,3 | 43,9 | 149,8 |
| 2048 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 1,2 | 44,1 | 150,3 |
| 2049 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 1,1 | 44,3 | 150,8 |
| 2050 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 1,0 | 44,4 | 151,3 |

Таблица 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 3з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Добыча нефти тыс.т | Темп отбора от извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов, % | Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обводненность продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м ³ | | Компенсация отбора закачкой, % | Добыча нефтяного газа, млн.м ³ | |
|----------------|--------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|-------------|------------------------------------|-------------|----------------------------|---|-------------|--------------------------------|---|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех. способ | всего | мех. способ | | годовая | накопленная | | годовая | накопленная |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 2022 | 15,4 | 6,7 | 9,1 | 77,9 | 33,6 | 0,079 | 40,8 | 40,8 | 174,4 | 174,4 | 62,2 | 38,9 | 331,2 | 99 | 0,5 | 2,4 |
| 2023 | 14,2 | 6,1 | 9,2 | 92,0 | 39,7 | 0,093 | 43,4 | 43,4 | 217,8 | 217,8 | 67,4 | 40,7 | 371,9 | 98 | 0,4 | 2,9 |
| 2024 | 13,0 | 5,6 | 9,3 | 105,0 | 45,3 | 0,107 | 45,7 | 45,7 | 263,5 | 263,5 | 71,6 | 42,3 | 414,2 | 98 | 0,4 | 3,3 |
| 2025 | 11,9 | 5,1 | 9,4 | 117,0 | 50,4 | 0,119 | 47,9 | 47,9 | 311,4 | 311,4 | 75,1 | 43,8 | 458,1 | 98 | 0,4 | 3,6 |
| 2026 | 10,9 | 4,7 | 9,5 | 127,9 | 55,1 | 0,130 | 49,8 | 49,8 | 361,2 | 361,2 | 78,0 | 45,2 | 503,3 | 97 | 0,3 | 4,0 |
| 2027 | 10,0 | 4,3 | 9,7 | 138,0 | 59,5 | 0,140 | 51,6 | 51,6 | 412,8 | 412,8 | 80,5 | 46,5 | 549,7 | 97 | 0,3 | 4,3 |
| 2028 | 9,2 | 4,0 | 9,8 | 147,2 | 63,4 | 0,149 | 53,3 | 53,3 | 466,1 | 466,1 | 82,7 | 47,6 | 597,4 | 97 | 0,3 | 4,5 |
| 2029 | 8,5 | 3,6 | 10,0 | 155,6 | 67,1 | 0,158 | 54,8 | 54,8 | 520,8 | 520,8 | 84,6 | 48,7 | 646,1 | 97 | 0,3 | 4,8 |
| 2030 | 7,8 | 3,3 | 10,2 | 163,4 | 70,4 | 0,166 | 56,2 | 56,2 | 577,0 | 577,0 | 86,2 | 49,7 | 695,8 | 97 | 0,2 | 5,0 |
| 2031 | 7,1 | 3,1 | 10,4 | 170,5 | 73,5 | 0,173 | 57,5 | 57,5 | 634,5 | 634,5 | 87,6 | 50,6 | 746,3 | 97 | 0,2 | 5,3 |
| 2032 | 6,5 | 2,8 | 10,6 | 177,1 | 76,3 | 0,180 | 58,6 | 58,6 | 693,1 | 693,1 | 88,8 | 51,4 | 797,7 | 96 | 0,2 | 5,5 |
| 2033 | 5,6 | 2,4 | 10,2 | 182,7 | 78,7 | 0,185 | 55,7 | 55,7 | 748,8 | 748,8 | 89,9 | 48,7 | 846,4 | 96 | 0,2 | 5,6 |
| 2034 | 5,2 | 2,2 | 10,5 | 187,9 | 81,0 | 0,191 | 56,6 | 56,6 | 805,4 | 805,4 | 90,8 | 49,3 | 895,7 | 96 | 0,2 | 5,8 |
| 2035 | 4,8 | 2,1 | 10,8 | 192,6 | 83,0 | 0,196 | 57,4 | 57,4 | 862,8 | 862,8 | 91,7 | 49,8 | 945,5 | 96 | 0,1 | 5,9 |
| 2036 | 4,4 | 1,9 | 11,2 | 197,0 | 84,9 | 0,200 | 58,1 | 58,1 | 920,9 | 920,9 | 92,4 | 50,4 | 995,9 | 96 | 0,1 | 6,1 |
| 2037 | 3,9 | 1,7 | 11,2 | 201,0 | 86,6 | 0,204 | 56,7 | 56,7 | 977,6 | 977,6 | 93,1 | 49,0 | 1044,9 | 96 | 0,1 | 6,2 |
| 2038 | 3,6 | 1,6 | 11,7 | 204,6 | 88,2 | 0,208 | 57,3 | 57,3 | 1034,9 | 1034,9 | 93,6 | 49,4 | 1094,2 | 96 | 0,1 | 6,3 |
| 2039 | 3,4 | 1,5 | 12,3 | 208,0 | 89,6 | 0,211 | 57,8 | 57,8 | 1092,7 | 1092,7 | 94,2 | 49,8 | 1144,0 | 96 | 0,1 | 6,4 |
| 2040 | 3,1 | 1,3 | 13,0 | 211,1 | 91,0 | 0,214 | 58,3 | 58,3 | 1151,0 | 1151,0 | 94,7 | 50,1 | 1194,1 | 96 | 0,1 | 6,5 |
| 2041 | 2,9 | 1,2 | 13,8 | 214,0 | 92,2 | 0,217 | 58,8 | 58,8 | 1209,7 | 1209,7 | 95,1 | 50,4 | 1244,6 | 96 | 0,1 | 6,6 |
| 2042 | 2,7 | 1,2 | 14,8 | 216,7 | 93,4 | 0,220 | 59,2 | 59,2 | 1268,9 | 1268,9 | 95,5 | 50,7 | 1295,3 | 96 | 0,1 | 6,7 |
| 2043 | 2,5 | 1,1 | 16,1 | 219,1 | 94,5 | 0,222 | 59,6 | 59,6 | 1328,5 | 1328,5 | 95,8 | 51,0 | 1346,3 | 96 | 0,1 | 6,7 |
| 2044 | 2,3 | 1,0 | 17,8 | 221,4 | 95,4 | 0,225 | 59,9 | 59,9 | 1388,4 | 1388,4 | 96,2 | 51,3 | 1397,6 | 96 | 0,1 | 6,8 |
| 2045 | 2,1 | 0,9 | 20,0 | 223,5 | 96,4 | 0,227 | 60,3 | 60,3 | 1448,7 | 1448,7 | 96,5 | 51,5 | 1449,1 | 96 | 0,1 | 6,9 |
| 2046 | 2,0 | 0,8 | 23,2 | 225,5 | 97,2 | 0,229 | 60,6 | 60,6 | 1509,3 | 1509,3 | 96,8 | 51,7 | 1500,9 | 96 | 0,1 | 6,9 |
| 2047 | 1,8 | 0,8 | 28,0 | 227,3 | 98,0 | 0,231 | 60,9 | 60,9 | 1570,2 | 1570,2 | 97,0 | 51,9 | 1552,8 | 96 | 0,1 | 7,0 |
| 2048 | 1,7 | 0,7 | 35,9 | 229,0 | 98,7 | 0,232 | 61,2 | 61,2 | 1631,4 | 1631,4 | 97,2 | 52,1 | 1605,0 | 96 | 0,1 | 7,0 |
| 2049 | 1,6 | 0,7 | 52,0 | 230,6 | 99,4 | 0,234 | 61,4 | 61,4 | 1692,8 | 1692,8 | 97,5 | 52,3 | 1657,3 | 96 | 0,0 | 7,1 |
| 2050 | 1,4 | 0,6 | 100,1 | 232,0 | 100,0 | 0,236 | 61,6 | 61,6 | 1754,4 | 1754,4 | 97,7 | 52,5 | 1709,7 | 96 | 0,0 | 7,1 |

Таблица 4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин по 3в объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения | | | Ввод скважин из оценочного фонда | Фонд скважин с начала разработки | Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м | Перевод скв. в ППД из добыч. фонда | Перевод скв. с другого горизонта | Перевод скв. на другой горизонт | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагнетательных скважин на конец года | Среднегодовой дебит на 1 скважину | | Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут |
|----------------|-------------------------|------------|----------------|----------------------------------|----------------------------------|---|------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|-----------------|----------------|--|-----------|---|-----------------------------------|-----------------|---|
| | всего | добывающих | нагнетательных | | | | | | | всего | нагнетательных | всего | мех. | | нефти, т/сут | жидкости, т/сут | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| 2022 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13 | 13 | 2 | 6,9 | 31,6 | 186,5 |
| 2023 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13 | 13 | 2 | 6,4 | 32,1 | 188,0 |
| 2024 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 12 | 12 | 2 | 6,5 | 35,5 | 191,3 |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 12 | 2 | 6,2 | 36,3 | 194,4 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 12 | 2 | 5,8 | 37,0 | 197,4 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 12 | 2 | 5,5 | 37,6 | 204,3 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 12 | 2 | 5,2 | 38,3 | 207,0 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 12 | 2 | 4,9 | 38,8 | 209,5 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 12 | 2 | 4,6 | 39,4 | 211,9 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 12 | 2 | 4,3 | 39,9 | 214,2 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 12 | 2 | 4,1 | 40,4 | 216,3 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 12 | 2 | 3,9 | 40,9 | 220,5 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 4,0 | 45,1 | 222,4 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 3,8 | 45,5 | 224,2 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 3,5 | 45,9 | 225,9 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 3,3 | 46,3 | 227,5 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 3,1 | 46,7 | 231,3 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 3,0 | 47,1 | 232,8 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 2,8 | 47,4 | 234,1 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 2,6 | 47,7 | 237,8 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 2,4 | 46,1 | 229,5 |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 2,3 | 46,4 | 230,5 |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 2,1 | 46,6 | 231,5 |
| 2045 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 2,0 | 46,9 | 232,5 |
| 2046 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 1,9 | 47,1 | 233,4 |
| 2047 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 1,8 | 47,3 | 234,2 |
| 2048 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 1,7 | 47,5 | 235,0 |
| 2049 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 1,6 | 47,7 | 235,8 |

Продолжение таблицы 4.1.13

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
|------|---|---|---|---|----|------|---|---|----|----|----|----|----|----|-----|------|-------|
| 2050 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 1,5 | 47,9 | 236,5 |
| 2051 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 1,4 | 48,0 | 237,2 |
| 2052 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 1,4 | 48,2 | 237,8 |
| 2053 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 1,3 | 48,3 | 238,4 |
| 2054 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 11 | 2 | 1,2 | 48,5 | 239,0 |

Таблица 4.1.14 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 3в объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Добыча нефти тыс.т | Темп отбора от извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов, % | Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обводненность продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м ³ | | Компенсация отбора закачкой, % | Добыча нефтяного газа, млн.м ³ | |
|----------------|--------------------|---------------------------------------|------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|--------------|------------------------------------|---------------|----------------------------|---|---------------|--------------------------------|---|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех. способ | всего | мех. способ | | годовая | накопленная | | годовая | накопленная |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2022 | 30,9 | 2,1 | 6,7 | 1016,4 | 70,4 | 0,258 | 142,6 | 142,6 | 2305,8 | 2305,8 | 78,3 | 129,3 | 1784,6 | 96 | 0,9 | 30,6 |
| 2023 | 28,8 | 2,0 | 6,7 | 1045,3 | 72,4 | 0,265 | 144,6 | 144,6 | 2450,4 | 2450,4 | 80,1 | 130,4 | 1915,0 | 96 | 0,9 | 31,5 |
| 2024 | 27,2 | 1,9 | 6,8 | 1072,5 | 74,3 | 0,272 | 147,8 | 147,8 | 2598,2 | 2598,2 | 81,6 | 132,7 | 2047,6 | 96 | 0,8 | 32,3 |
| 2025 | 25,7 | 1,8 | 6,9 | 1098,1 | 76,0 | 0,279 | 150,9 | 150,9 | 2749,2 | 2749,2 | 83,0 | 134,8 | 2182,5 | 96 | 0,8 | 33,1 |
| 2026 | 24,2 | 1,7 | 7,0 | 1122,3 | 77,7 | 0,285 | 153,8 | 153,8 | 2903,0 | 2903,0 | 84,3 | 136,9 | 2319,3 | 96 | 0,7 | 33,8 |
| 2027 | 22,8 | 1,6 | 7,1 | 1145,2 | 79,3 | 0,291 | 156,6 | 156,6 | 3059,6 | 3059,6 | 85,4 | 141,7 | 2461,1 | 98 | 0,7 | 34,5 |
| 2028 | 21,5 | 1,5 | 7,2 | 1166,7 | 80,8 | 0,296 | 159,2 | 159,2 | 3218,7 | 3218,7 | 86,5 | 143,6 | 2604,6 | 98 | 0,7 | 35,2 |
| 2029 | 20,3 | 1,4 | 7,3 | 1187,0 | 82,2 | 0,301 | 161,6 | 161,6 | 3380,4 | 3380,4 | 87,4 | 145,3 | 2749,9 | 98 | 0,6 | 35,8 |
| 2030 | 19,2 | 1,3 | 7,5 | 1206,2 | 83,5 | 0,306 | 163,9 | 163,9 | 3544,3 | 3544,3 | 88,3 | 147,0 | 2896,9 | 98 | 0,6 | 36,4 |
| 2031 | 18,1 | 1,3 | 7,6 | 1224,3 | 84,8 | 0,311 | 166,1 | 166,1 | 3710,4 | 3710,4 | 89,1 | 148,5 | 3045,4 | 98 | 0,6 | 37,0 |
| 2032 | 17,1 | 1,2 | 7,8 | 1241,3 | 86,0 | 0,315 | 168,1 | 168,1 | 3878,5 | 3878,5 | 89,9 | 150,0 | 3195,4 | 98 | 0,5 | 37,5 |
| 2033 | 16,1 | 1,1 | 7,9 | 1257,4 | 87,1 | 0,319 | 170,1 | 170,1 | 4048,6 | 4048,6 | 90,5 | 152,9 | 3348,3 | 99 | 0,5 | 38,0 |
| 2034 | 15,2 | 1,1 | 8,1 | 1272,6 | 88,1 | 0,323 | 171,9 | 171,9 | 4220,5 | 4220,5 | 91,2 | 154,2 | 3502,6 | 99 | 0,5 | 38,4 |
| 2035 | 14,3 | 1,0 | 8,4 | 1286,9 | 89,1 | 0,327 | 173,6 | 173,6 | 4394,1 | 4394,1 | 91,8 | 155,5 | 3658,1 | 98 | 0,4 | 38,9 |
| 2036 | 13,5 | 0,9 | 8,6 | 1300,4 | 90,1 | 0,330 | 175,2 | 175,2 | 4569,4 | 4569,4 | 92,3 | 156,7 | 3814,7 | 98 | 0,4 | 39,3 |
| 2037 | 12,7 | 0,9 | 8,9 | 1313,1 | 90,9 | 0,333 | 176,8 | 176,8 | 4746,1 | 4746,1 | 92,8 | 157,8 | 3972,5 | 98 | 0,4 | 39,7 |
| 2038 | 12,0 | 0,8 | 9,2 | 1325,1 | 91,8 | 0,336 | 178,2 | 178,2 | 4924,4 | 4924,4 | 93,3 | 160,4 | 4133,0 | 99 | 0,4 | 40,1 |
| 2039 | 11,3 | 0,8 | 9,5 | 1336,5 | 92,6 | 0,339 | 179,6 | 179,6 | 5103,9 | 5103,9 | 93,7 | 161,4 | 4294,4 | 99 | 0,3 | 40,4 |
| 2040 | 10,7 | 0,7 | 9,9 | 1347,2 | 93,3 | 0,342 | 180,9 | 180,9 | 5284,8 | 5284,8 | 94,1 | 162,4 | 4456,8 | 99 | 0,3 | 40,7 |
| 2041 | 10,1 | 0,7 | 10,4 | 1357,3 | 94,0 | 0,344 | 182,1 | 182,1 | 5466,9 | 5466,9 | 94,5 | 164,9 | 4621,7 | 100 | 0,3 | 41,0 |
| 2042 | 9,1 | 0,6 | 10,5 | 1366,4 | 94,6 | 0,347 | 175,9 | 175,9 | 5642,8 | 5642,8 | 94,8 | 159,1 | 4780,8 | 100 | 0,3 | 41,3 |
| 2043 | 8,6 | 0,6 | 11,1 | 1375,0 | 95,2 | 0,349 | 176,9 | 176,9 | 5819,7 | 5819,7 | 95,1 | 159,9 | 4940,7 | 100 | 0,3 | 41,6 |
| 2044 | 8,2 | 0,6 | 11,8 | 1383,2 | 95,8 | 0,351 | 177,9 | 177,9 | 5997,6 | 5997,6 | 95,4 | 160,6 | 5101,2 | 100 | 0,3 | 41,8 |
| 2045 | 7,7 | 0,5 | 12,7 | 1390,9 | 96,3 | 0,353 | 178,7 | 178,7 | 6176,3 | 6176,3 | 95,7 | 161,2 | 5262,5 | 100 | 0,2 | 42,1 |
| 2046 | 7,3 | 0,5 | 13,8 | 1398,2 | 96,8 | 0,355 | 179,6 | 179,6 | 6355,9 | 6355,9 | 95,9 | 161,8 | 5424,3 | 100 | 0,2 | 42,3 |
| 2047 | 6,9 | 0,5 | 15,1 | 1405,1 | 97,3 | 0,357 | 180,4 | 180,4 | 6536,3 | 6536,3 | 96,2 | 162,4 | 5586,7 | 100 | 0,2 | 42,5 |
| 2048 | 6,5 | 0,5 | 16,8 | 1411,7 | 97,8 | 0,358 | 181,1 | 181,1 | 6717,4 | 6717,4 | 96,4 | 163,0 | 5749,7 | 100 | 0,2 | 42,7 |
| 2049 | 6,2 | 0,4 | 19,1 | 1417,8 | 98,2 | 0,360 | 181,8 | 181,8 | 6899,2 | 6899,2 | 96,6 | 163,5 | 5913,2 | 100 | 0,2 | 42,9 |
| 2050 | 5,8 | 0,4 | 22,3 | 1423,7 | 98,6 | 0,361 | 182,5 | 182,5 | 7081,8 | 7081,8 | 96,8 | 164,0 | 6077,2 | 100 | 0,2 | 43,1 |
| 2051 | 5,5 | 0,4 | 27,2 | 1429,2 | 99,0 | 0,363 | 183,2 | 183,2 | 7264,9 | 7264,9 | 97,0 | 164,5 | 6241,7 | 100 | 0,2 | 43,2 |

Продолжение таблицы 4.1.14

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|------|-----|-----|-------|--------|---------|-------|-------|-------|--------|--------|------|-------|--------|-----|-----|------|
| 2052 | 5,2 | 0,4 | 35,3 | 1434,4 | 99,3 | 0,364 | 183,8 | 183,8 | 7448,7 | 7448,7 | 97,2 | 164,9 | 6406,6 | 100 | 0,2 | 43,4 |
| 2053 | 4,9 | 0,3 | 51,5 | 1439,4 | 99,7 | 0,365 | 184,3 | 184,3 | 7633,0 | 7633,0 | 97,3 | 165,3 | 6571,9 | 100 | 0,2 | 43,6 |
| 2054 | 4,7 | 0,3 | 100,3 | 1444,0 | 100,001 | 0,366 | 184,9 | 184,9 | 7817,8 | 7817,8 | 97,5 | 165,7 | 6737,7 | 100 | 0,1 | 43,7 |

Таблица 4.1.15 – Характеристика основного фонда скважин по 4о объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения | | | Ввод скважин из оценочного фонда | Фонд скважин с начала разработки | Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м | Перевод скв. в ППД из добыв. фонда | Перевод скв. с другого горизонта | Перевод скв. на другой горизонт | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагнетательных скважин на конец года | Среднегодовой дебит на 1 скважину | | Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут |
|----------------|-------------------------|------------|----------------|----------------------------------|----------------------------------|---|------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|-----------------|----------------|--|-----------|---|-----------------------------------|-----------------|---|
| | всего | добывающих | нагнетательных | | | | | | | всего | нагнетательных | всего | мех. | | нефти, т/сут | жидкости, т/сут | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| 2022 | 1 | 1 | 0 | 0 | 35 | 51,8 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 33 | 33 | 4 | 13,4 | 23,8 | 244,2 |
| 2023 | 0 | 0 | 0 | 0 | 35 | 51,8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 33 | 33 | 4 | 11,9 | 23,8 | 188,1 |
| 2024 | 1 | 1 | 0 | 0 | 36 | 53,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 34 | 34 | 4 | 10,3 | 22,2 | 181,6 |
| 2025 | 1 | 1 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 35 | 35 | 4 | 9,0 | 23,1 | 190,3 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 34 | 34 | 5 | 8,7 | 23,6 | 147,5 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 34 | 34 | 5 | 7,9 | 22,7 | 141,3 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 33 | 33 | 6 | 7,5 | 24,4 | 122,5 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 32 | 32 | 7 | 7,1 | 24,1 | 100,3 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 31 | 31 | 8 | 6,8 | 24,1 | 84,7 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 31 | 31 | 8 | 6,4 | 23,7 | 84,6 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 31 | 31 | 8 | 6,0 | 23,2 | 82,5 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 31 | 31 | 8 | 5,7 | 22,7 | 80,4 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 31 | 31 | 8 | 5,3 | 22,1 | 78,7 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 31 | 31 | 8 | 5,0 | 21,5 | 76,5 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 31 | 31 | 8 | 4,7 | 21,0 | 74,3 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 31 | 31 | 8 | 4,5 | 20,6 | 72,6 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 30 | 30 | 8 | 4,4 | 20,6 | 70,3 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 8 | 4,1 | 20,0 | 68,1 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 8 | 3,9 | 19,3 | 65,9 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 8 | 3,7 | 18,8 | 64,0 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 8 | 3,5 | 18,3 | 62,3 |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 8 | 3,3 | 17,8 | 60,6 |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 8 | 3,1 | 17,3 | 59,3 |
| 2045 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 29 | 29 | 8 | 3,1 | 17,5 | 58,0 |
| 2046 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 29 | 29 | 8 | 3,0 | 17,2 | 56,8 |
| 2047 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 29 | 29 | 8 | 2,8 | 16,8 | 55,5 |
| 2048 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 29 | 29 | 8 | 2,7 | 16,5 | 54,3 |
| 2049 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 29 | 29 | 8 | 2,6 | 16,1 | 53,1 |
| 2050 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 29 | 29 | 8 | 2,5 | 15,8 | 51,9 |

Продолжение таблицы 4.1.15

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
|------|---|---|---|---|----|------|---|---|----|----|----|----|----|----|-----|------|------|
| 2051 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 28 | 28 | 8 | 2,5 | 15,9 | 50,6 |
| 2052 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 28 | 28 | 8 | 2,4 | 15,6 | 49,4 |
| 2053 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 28 | 28 | 8 | 2,3 | 15,2 | 48,1 |
| 2054 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 28 | 28 | 8 | 2,2 | 14,8 | 46,8 |
| 2055 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 | 55,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 28 | 28 | 8 | 2,1 | 14,4 | 45,5 |

Таблица 4.1.16 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 40 объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Добыча нефти тыс.т | Темп отбора от извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов, % | Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обводненность продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м ³ | | Компенсация отбора закачкой, % | Добыча нефтяного газа, млн.м ³ | |
|----------------|--------------------|---------------------------------------|------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|--------------|------------------------------------|---------------|----------------------------|---|---------------|--------------------------------|---|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех. способ | всего | мех. способ | | годовая | накопленная | | годовая | накопленная |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2022 | 151,2 | 4,8 | 7,9 | 1408,9 | 44,5 | 0,148 | 268,0 | 268,0 | 2001,2 | 2001,2 | 43,6 | 258,5 | 617,5 | 98 | 4,6 | 43,6 |
| 2023 | 136,7 | 4,3 | 7,8 | 1545,6 | 48,9 | 0,162 | 272,5 | 272,5 | 2273,8 | 2273,8 | 49,9 | 261,0 | 878,5 | 98 | 4,2 | 47,7 |
| 2024 | 123,4 | 3,9 | 7,6 | 1669,0 | 52,8 | 0,175 | 266,0 | 266,0 | 2539,8 | 2539,8 | 53,6 | 251,9 | 1130,4 | 98 | 3,8 | 51,5 |
| 2025 | 111,4 | 3,5 | 7,5 | 1780,4 | 56,3 | 0,186 | 284,8 | 284,8 | 2824,6 | 2824,6 | 60,9 | 264,0 | 1394,4 | 97 | 3,4 | 55,0 |
| 2026 | 102,5 | 3,2 | 7,4 | 1882,9 | 59,5 | 0,197 | 277,9 | 277,9 | 3102,5 | 3102,5 | 63,1 | 255,8 | 1650,2 | 97 | 3,1 | 58,1 |
| 2027 | 93,6 | 3,0 | 7,3 | 1976,4 | 62,5 | 0,207 | 267,7 | 267,7 | 3370,2 | 3370,2 | 65,1 | 245,0 | 1895,2 | 97 | 2,9 | 61,0 |
| 2028 | 85,3 | 2,7 | 7,2 | 2061,8 | 65,2 | 0,216 | 279,3 | 279,3 | 3649,5 | 3649,5 | 69,4 | 254,9 | 2150,1 | 97 | 2,6 | 63,6 |
| 2029 | 78,3 | 2,5 | 7,1 | 2140,0 | 67,6 | 0,224 | 267,9 | 267,9 | 3917,4 | 3917,4 | 70,8 | 243,5 | 2393,6 | 97 | 2,4 | 66,0 |
| 2030 | 72,7 | 2,3 | 7,1 | 2212,7 | 69,9 | 0,232 | 259,5 | 259,5 | 4177,0 | 4177,0 | 72,0 | 235,0 | 2628,6 | 97 | 2,2 | 68,2 |
| 2031 | 68,5 | 2,2 | 7,2 | 2281,2 | 72,1 | 0,239 | 254,4 | 254,4 | 4431,4 | 4431,4 | 73,1 | 234,6 | 2863,2 | 99 | 2,1 | 70,3 |
| 2032 | 64,5 | 2,0 | 7,3 | 2345,8 | 74,1 | 0,246 | 249,1 | 249,1 | 4680,5 | 4680,5 | 74,1 | 228,9 | 3092,1 | 99 | 2,0 | 72,3 |
| 2033 | 60,8 | 1,9 | 7,4 | 2406,5 | 76,1 | 0,252 | 243,5 | 243,5 | 4923,9 | 4923,9 | 75,0 | 223,1 | 3315,2 | 99 | 1,9 | 74,2 |
| 2034 | 57,3 | 1,8 | 7,6 | 2463,8 | 77,9 | 0,258 | 237,7 | 237,7 | 5161,6 | 5161,6 | 75,9 | 218,3 | 3533,5 | 99 | 1,8 | 75,9 |
| 2035 | 53,9 | 1,7 | 7,7 | 2517,7 | 79,6 | 0,264 | 231,6 | 231,6 | 5393,2 | 5393,2 | 76,7 | 212,2 | 3745,7 | 99 | 1,7 | 77,6 |
| 2036 | 50,8 | 1,6 | 7,9 | 2568,5 | 81,2 | 0,269 | 225,4 | 225,4 | 5618,6 | 5618,6 | 77,5 | 206,0 | 3951,7 | 99 | 1,6 | 79,1 |
| 2037 | 48,2 | 1,5 | 8,1 | 2616,8 | 82,7 | 0,274 | 220,9 | 220,9 | 5839,6 | 5839,6 | 78,2 | 201,5 | 4153,3 | 99 | 1,5 | 80,6 |
| 2038 | 45,4 | 1,4 | 8,3 | 2662,2 | 84,1 | 0,279 | 214,4 | 214,4 | 6054,0 | 6054,0 | 78,8 | 195,1 | 4348,4 | 99 | 1,4 | 82,0 |
| 2039 | 42,7 | 1,3 | 8,5 | 2704,9 | 85,5 | 0,283 | 207,7 | 207,7 | 6261,7 | 6261,7 | 79,4 | 188,9 | 4537,3 | 99 | 1,3 | 83,3 |
| 2040 | 40,2 | 1,3 | 8,7 | 2745,0 | 86,8 | 0,287 | 200,9 | 200,9 | 6462,6 | 6462,6 | 80,0 | 182,7 | 4720,0 | 99 | 1,2 | 84,6 |
| 2041 | 38,1 | 1,2 | 9,1 | 2783,1 | 88,0 | 0,291 | 195,6 | 195,6 | 6658,2 | 6658,2 | 80,5 | 177,6 | 4897,6 | 99 | 1,2 | 85,7 |
| 2042 | 36,1 | 1,1 | 9,5 | 2819,2 | 89,1 | 0,295 | 190,5 | 190,5 | 6848,7 | 6848,7 | 81,0 | 172,9 | 5070,5 | 99 | 1,1 | 86,8 |
| 2043 | 34,3 | 1,1 | 9,9 | 2853,4 | 90,2 | 0,299 | 185,3 | 185,3 | 7034,0 | 7034,0 | 81,5 | 168,1 | 5238,6 | 99 | 1,1 | 87,9 |
| 2044 | 32,5 | 1,0 | 10,5 | 2885,9 | 91,2 | 0,302 | 180,0 | 180,0 | 7214,1 | 7214,1 | 82,0 | 164,6 | 5403,2 | 100 | 1,0 | 88,9 |
| 2045 | 31,0 | 1,0 | 11,2 | 2917,0 | 92,2 | 0,305 | 176,1 | 176,1 | 7390,1 | 7390,1 | 82,4 | 160,8 | 5563,9 | 100 | 1,0 | 89,8 |
| 2046 | 29,7 | 0,9 | 12,0 | 2946,7 | 93,1 | 0,309 | 172,7 | 172,7 | 7562,8 | 7562,8 | 82,8 | 157,4 | 5721,4 | 100 | 0,9 | 90,7 |
| 2047 | 28,5 | 0,9 | 13,1 | 2975,2 | 94,0 | 0,312 | 169,2 | 169,2 | 7732,0 | 7732,0 | 83,1 | 154,1 | 5875,5 | 100 | 0,9 | 91,6 |
| 2048 | 27,3 | 0,9 | 14,5 | 3002,5 | 94,9 | 0,314 | 165,7 | 165,7 | 7897,6 | 7897,6 | 83,5 | 150,7 | 6026,2 | 100 | 0,8 | 92,5 |
| 2049 | 26,2 | 0,8 | 16,2 | 3028,7 | 95,7 | 0,317 | 162,1 | 162,1 | 8059,7 | 8059,7 | 83,9 | 147,3 | 6173,5 | 100 | 0,8 | 93,3 |
| 2050 | 25,1 | 0,8 | 18,5 | 3053,8 | 96,5 | 0,320 | 158,5 | 158,5 | 8218,2 | 8218,2 | 84,2 | 143,9 | 6317,4 | 99 | 0,8 | 94,0 |
| 2051 | 24,0 | 0,8 | 21,8 | 3077,8 | 97,3 | 0,322 | 154,8 | 154,8 | 8373,0 | 8373,0 | 84,5 | 140,4 | 6457,8 | 99 | 0,7 | 94,8 |

Продолжение таблицы 4.1.16

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|------|------|-----|-------|--------|---------|-------|-------|-------|--------|--------|------|-------|--------|----|-----|------|
| 2052 | 23,0 | 0,7 | 26,7 | 3100,8 | 98,0 | 0,325 | 151,1 | 151,1 | 8524,2 | 8524,2 | 84,8 | 136,9 | 6594,7 | 99 | 0,7 | 95,5 |
| 2053 | 22,0 | 0,7 | 34,8 | 3122,8 | 98,7 | 0,327 | 147,4 | 147,4 | 8671,6 | 8671,6 | 85,1 | 133,4 | 6728,1 | 99 | 0,7 | 96,1 |
| 2054 | 21,1 | 0,7 | 51,2 | 3143,9 | 99,4 | 0,329 | 143,6 | 143,6 | 8815,2 | 8815,2 | 85,3 | 129,9 | 6858,0 | 99 | 0,6 | 96,8 |
| 2055 | 20,1 | 0,6 | 100,2 | 3164,0 | 100,001 | 0,331 | 139,8 | 139,8 | 8955,0 | 8955,0 | 85,6 | 126,3 | 6984,3 | 99 | 0,6 | 97,4 |

Таблица 4.1.17 – Характеристика основного фонда скважин по 4з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения | | | Ввод скважин из оценочного фонда | Фонд скважин с начала разработки | Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м | Перевод скв. в ППД из добыв. фонда | Перевод скв. с другого горизонта | Перевод скв.на другой горизонт | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагнетательных скважин на конец года | Среднегодовой дебит на 1 скважину | |
|----------------|-------------------------|------------|----------------|----------------------------------|----------------------------------|---|------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|-----------------|----------------|--|------------------|---|-----------------------------------|-----------------|
| | всего | добывающих | нагнетательных | | | | | | | всего | нагнетательных | всего | механизированных | | нефти, т/сут | жидкости, т/сут |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 2022 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 4,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 0 | 9,3 | 32,5 |
| 2023 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 4,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 0 | 8,0 | 29,6 |
| 2024 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 4,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 0 | 7,8 | 30,0 |
| 2025 | 1 | 1 | 0 | 0 | 4 | 6,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 0 | 8,6 | 31,9 |
| 2026 | 1 | 1 | 0 | 0 | 5 | 8,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 6,8 | 24,6 |
| 2027 | 1 | 1 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | 0 | 5,8 | 22,7 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | 0 | 5,2 | 21,7 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | 0 | 5,0 | 21,7 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | 0 | 4,8 | 21,6 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | 0 | 4,6 | 21,5 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | 0 | 4,4 | 21,4 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 7 | 7 | 0 | 4,3 | 21,3 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 7 | 0 | 3,5 | 18,1 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 7 | 0 | 3,4 | 18,0 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 6 | 6 | 0 | 3,3 | 17,9 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | 0 | 3,6 | 20,5 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | 0 | 3,5 | 23,8 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | 0 | 3,3 | 23,4 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | 0 | 3,2 | 22,9 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | 0 | 3,0 | 22,4 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | 0 | 2,9 | 22,1 |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 5 | 5 | 0 | 2,8 | 21,8 |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 3,2 | 25,8 |
| 2045 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 3,1 | 25,4 |
| 2046 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 3,0 | 25,0 |
| 2047 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 2,9 | 24,6 |
| 2048 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 2,8 | 24,2 |
| 2049 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 2,7 | 23,8 |
| 2050 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 2,6 | 23,4 |

Продолжение таблицы 4.1.17

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|------|---|---|---|---|---|------|---|---|----|----|----|----|----|----|-----|------|
| 2051 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 2,5 | 23,0 |
| 2052 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 2,4 | 22,6 |
| 2053 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 2,3 | 22,1 |
| 2054 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 2,2 | 21,7 |
| 2055 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 10,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 2,2 | 21,3 |

Таблица 4.1.18 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 4з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

| Годы и периоды | Добыча нефти тыс.т | Темп отбора от извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов, % | Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обводненность продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м ³ | | Компенсация отбора закачкой, % | Добыча нефтяного газа, млн.м ³ | |
|----------------|--------------------|---------------------------------------|------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|-------------|------------------------------------|--------------|----------------------------|---|--------------|--------------------------------|---|--------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех. способ | всего | мех. способ | | годо-вая | накоп-ленная | | годовая | накоп-ленная |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2022 | 9,6 | 3,0 | 4,0 | 89,9 | 27,7 | 0,086 | 33,8 | 33,8 | 193,9 | 193,9 | 71,5 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,3 | 2,8 |
| 2023 | 8,3 | 2,6 | 3,6 | 98,2 | 30,3 | 0,094 | 30,8 | 30,8 | 224,7 | 224,7 | 72,9 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,3 | 3,0 |
| 2024 | 8,1 | 2,5 | 3,6 | 106,3 | 32,8 | 0,102 | 31,2 | 31,2 | 255,9 | 255,9 | 74,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,2 | 3,3 |
| 2025 | 10,5 | 3,3 | 4,8 | 116,9 | 36,1 | 0,112 | 39,1 | 39,1 | 295,0 | 295,0 | 73,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,3 | 3,6 |
| 2026 | 10,7 | 3,3 | 5,1 | 127,5 | 39,4 | 0,122 | 38,6 | 38,6 | 333,6 | 333,6 | 72,4 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,3 | 3,9 |
| 2027 | 11,1 | 3,4 | 5,7 | 138,7 | 42,8 | 0,133 | 43,4 | 43,4 | 377,0 | 377,0 | 74,3 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,3 | 4,3 |
| 2028 | 10,7 | 3,3 | 5,8 | 149,4 | 46,1 | 0,143 | 45,2 | 45,2 | 422,2 | 422,2 | 76,3 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,3 | 4,6 |
| 2029 | 10,3 | 3,2 | 5,9 | 159,7 | 49,3 | 0,153 | 45,1 | 45,1 | 467,3 | 467,3 | 77,1 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,3 | 4,9 |
| 2030 | 9,9 | 3,1 | 6,0 | 169,6 | 52,4 | 0,162 | 44,9 | 44,9 | 512,2 | 512,2 | 77,9 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,3 | 5,2 |
| 2031 | 9,6 | 3,0 | 6,2 | 179,2 | 55,3 | 0,172 | 44,7 | 44,7 | 556,9 | 556,9 | 78,6 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,3 | 5,5 |
| 2032 | 9,2 | 2,8 | 6,4 | 188,4 | 58,1 | 0,180 | 44,5 | 44,5 | 601,4 | 601,4 | 79,3 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,3 | 5,8 |
| 2033 | 8,9 | 2,7 | 6,5 | 197,3 | 60,9 | 0,189 | 44,2 | 44,2 | 645,6 | 645,6 | 80,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,3 | 6,1 |
| 2034 | 8,5 | 2,6 | 6,7 | 205,8 | 63,5 | 0,197 | 44,0 | 44,0 | 689,6 | 689,6 | 80,6 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,3 | 6,4 |
| 2035 | 8,2 | 2,5 | 7,0 | 214,0 | 66,1 | 0,205 | 43,7 | 43,7 | 733,3 | 733,3 | 81,2 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,3 | 6,6 |
| 2036 | 7,9 | 2,4 | 7,2 | 222,0 | 68,5 | 0,213 | 43,4 | 43,4 | 776,6 | 776,6 | 81,7 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,2 | 6,8 |
| 2037 | 7,6 | 2,3 | 7,4 | 229,5 | 70,8 | 0,220 | 42,7 | 42,7 | 819,3 | 819,3 | 82,3 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,2 | 7,1 |
| 2038 | 7,2 | 2,2 | 7,7 | 236,8 | 73,1 | 0,227 | 49,6 | 49,6 | 868,9 | 868,9 | 85,4 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,2 | 7,3 |
| 2039 | 6,9 | 2,1 | 7,9 | 243,7 | 75,2 | 0,233 | 48,6 | 48,6 | 917,5 | 917,5 | 85,8 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,2 | 7,5 |
| 2040 | 6,6 | 2,0 | 8,2 | 250,3 | 77,2 | 0,240 | 47,7 | 47,7 | 965,1 | 965,1 | 86,1 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,2 | 7,7 |
| 2041 | 6,3 | 1,9 | 8,6 | 256,6 | 79,2 | 0,246 | 46,7 | 46,7 | 1011,8 | 1011,8 | 86,5 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,2 | 7,9 |
| 2042 | 6,1 | 1,9 | 9,0 | 262,6 | 81,1 | 0,252 | 46,0 | 46,0 | 1057,8 | 1057,8 | 86,8 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,2 | 8,1 |
| 2043 | 5,8 | 1,8 | 9,5 | 268,5 | 82,9 | 0,257 | 45,4 | 45,4 | 1103,1 | 1103,1 | 87,1 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,2 | 8,3 |
| 2044 | 5,6 | 1,7 | 10,1 | 274,1 | 84,6 | 0,263 | 44,7 | 44,7 | 1147,8 | 1147,8 | 87,4 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,2 | 8,4 |
| 2045 | 5,4 | 1,7 | 10,9 | 279,5 | 86,3 | 0,268 | 44,1 | 44,1 | 1191,9 | 1191,9 | 87,7 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,2 | 8,6 |
| 2046 | 5,2 | 1,6 | 11,8 | 284,8 | 87,9 | 0,273 | 43,4 | 43,4 | 1235,3 | 1235,3 | 88,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,2 | 8,8 |
| 2047 | 5,0 | 1,6 | 12,8 | 289,8 | 89,4 | 0,278 | 42,7 | 42,7 | 1278,1 | 1278,1 | 88,2 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,2 | 8,9 |
| 2048 | 4,9 | 1,5 | 14,2 | 294,7 | 90,9 | 0,282 | 42,0 | 42,0 | 1320,1 | 1320,1 | 88,4 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,1 | 9,1 |
| 2049 | 4,7 | 1,4 | 16,0 | 299,4 | 92,4 | 0,287 | 41,3 | 41,3 | 1361,4 | 1361,4 | 88,7 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,1 | 9,2 |
| 2050 | 4,5 | 1,4 | 18,3 | 303,9 | 93,8 | 0,291 | 40,6 | 40,6 | 1402,1 | 1402,1 | 88,9 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,1 | 9,4 |
| 2051 | 4,3 | 1,3 | 21,6 | 308,2 | 95,1 | 0,295 | 39,9 | 39,9 | 1442,0 | 1442,0 | 89,1 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,1 | 9,5 |

Продолжение таблицы 4.1.18

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|------|-----|-----|-------|-------|-------|-------|------|------|--------|--------|------|-----|-----|----|-----|------|
| 2052 | 4,2 | 1,3 | 26,5 | 312,4 | 96,4 | 0,299 | 39,2 | 39,2 | 1481,1 | 1481,1 | 89,3 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,1 | 9,6 |
| 2053 | 4,0 | 1,2 | 34,7 | 316,4 | 97,7 | 0,303 | 38,4 | 38,4 | 1519,5 | 1519,5 | 89,5 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,1 | 9,7 |
| 2054 | 3,9 | 1,2 | 51,0 | 320,3 | 98,9 | 0,307 | 37,6 | 37,6 | 1557,1 | 1557,1 | 89,7 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,1 | 9,9 |
| 2055 | 3,7 | 1,2 | 100,4 | 324,0 | 100,0 | 0,310 | 36,9 | 36,9 | 1594,0 | 1594,0 | 89,9 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,1 | 10,0 |

4.2 Экономические показатели разработки

В данном разделе приведены расчеты экономической эффективности вариантов разработки м/р Морское, включая блок Огайское, с целью выбора к реализации наиболее рациональной системы разработки для Недропользователя АО «КоЖаН». Для этих целей проведения технико-экономических расчетов была разработана модель, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы РК. Оценка экономической эффективности разработки месторождения проводилась в соответствии с Кодексом «О недрах и недропользовании» и «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр».

Приведение разновременных затрат и результатов к единому моменту времени осуществляется путем приведения (дисконтирования) их к ценности в начальном периоде. В качестве момента времени, к которому приводятся денежные потоки, выступает год, предшествующий началу расчетов. Для данного проекта приняты различные ставки дисконтирования 5, 15, 20%.

Следует обратить внимание, что данные расчеты имеют определенную степень точности, и полученные результаты на последующих этапах проектирования могут, и, вероятнее всего, будут отличаться от текущих результатов, полученных на данном этапе проектирования с учетом имеющихся на текущий момент данных о месторождении. Профили затрат основываются на текущем состоянии проектирования и предполагают точность расчетов +15% /-15%. Предположения, сделанные по маркетингу и ценам реализуемой нефти, могут измениться в результате изменения политической и экономической ситуации в мире. Очевидно, что все вышеперечисленные факторы оказывают значительное влияние на расчетные показатели экономической эффективности проекта.

В расчете отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения необходимые для реализации данного проекта. Определена сумма как эксплуатационных затрат, валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Такой расчет необходим для определения доходов государства Республики Казахстан, Заказчика проекта и является корректным.

Согласно условиям Контракта № 1103 от 17.02.2003г. на добычу углеводородного сырья на месторождении Морское, включая блок Огайское Атырауской области Республики Казахстан, 80% нефти реализуется на экспорт и 20% на внутренний рынок, попутный газ используется для собственных нужд.

Объемы реализации нефти и газа приняты в 98,5%, т.е. технологические потери составляют 1,5% от добычи нефти и газа. Проектируемая базовая цена реализации нефти на внешний рынок установлена в 287 024 тг/тонну и на транспортировку нефти 85 411,45тг/тонну.

Цена на нефть при реализации на внутренний рынок составит 70 000 тг/тонну при НДС=12%, из них затраты на транспортировку нефти – 11 247,82 тг/тонну.

В расчетах учтено, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет собственных средств инвестора.

4.2.1 Показатели экономической оценки вариантов разработки

В данном разделе представлены исходные параметры и допущения, основные экономические показатели в части определения дохода от продажи углеводородного сырья, капитальных вложений и эксплуатационных затрат, необходимых для его получения, а также результаты распределения прибыли между Подрядчиком (Недропользователем) и Государством. В расчете отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, подлежащие вычету при налогообложении прибыли, и капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта. Расчет произведен как для определения суммы эксплуатационных затрат, валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах национальной валюты тенге. За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году. Срок проекта – рентабельный период, т.е. период безубыточной добычи до момента, начиная с которого чистый недисконтированный доход (сальдо денежного потока) принимает только отрицательные значения. Первым годом реализации проекта принят 2022 год.

Источником дохода настоящего проекта является реализация добываемой на месторождении нефти. Выручка от реализации продукции рассчитана, исходя из объемов реализации продукции и цен на УВС принятых к расчету. В таблице 4.2.1.1. приведен расчет дохода от продажи реализации нефти и газа.

Таблица 4.2.1.1 – Расчет дохода от продажи продукции по рекомендуемому 3 варианту

| Год | Объем добычи нефти | Расчет дохода от продажи нефти | | | | | Общий доход предприятия (без НДС) |
|------------------------|--------------------|--------------------------------|------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------------------|
| | | Объем продажи | | | Цена реализации нефти | | |
| | | всего | на внешний рынок | на внутренний рынок | на внешний рынок | на внутренний рынок | |
| | | тыс.т | тыс.т | тыс.т | тыс.т | тенге/тонну | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 2022 | 555,1 | 546,7 | 437,4 | 109,3 | 287 024 | 70 000 | 133 198 079 |
| 2023 | 500,4 | 492,9 | 394,3 | 98,6 | 301 375 | 73 500 | 126 082 781 |
| 2024 | 459,5 | 452,6 | 362,1 | 90,5 | 316 444 | 77 175 | 121 574 396 |
| 2025 | 421,5 | 415,2 | 332,1 | 83,0 | 332 266 | 81 034 | 117 087 391 |
| 2026 | 387,0 | 381,2 | 304,9 | 76,2 | 348 879 | 85 085 | 112 869 102 |
| 2027 | 355,6 | 350,2 | 280,2 | 70,0 | 366 323 | 89 340 | 108 894 027 |
| 2028 | 328,9 | 324,0 | 259,2 | 64,8 | 384 639 | 93 807 | 105 781 698 |
| 2029 | 304,5 | 299,9 | 240,0 | 60,0 | 403 871 | 98 497 | 102 819 935 |
| 2030 | 282,0 | 277,7 | 222,2 | 55,5 | 424 065 | 103 422 | 99 971 729 |
| 2031 | 264,1 | 260,1 | 208,1 | 52,0 | 445 268 | 108 593 | 98 312 327 |
| 2032 | 247,3 | 243,6 | 194,9 | 48,7 | 467 531 | 114 023 | 96 655 875 |
| 2033 | 230,3 | 226,9 | 181,5 | 45,4 | 490 908 | 119 724 | 94 523 631 |
| 2034 | 215,3 | 212,1 | 169,7 | 42,4 | 515 453 | 125 710 | 92 796 755 |
| 2035 | 200,6 | 197,6 | 158,1 | 39,5 | 541 226 | 131 995 | 90 764 315 |
| 2036 | 124,5 | 122,6 | 98,1 | 24,5 | 568 287 | 138 595 | 59 160 056 |
| 2037 | 117,9 | 116,1 | 92,9 | 23,2 | 596 702 | 145 525 | 58 802 676 |
| 2038 | 111,3 | 109,6 | 87,7 | 21,9 | 626 537 | 152 801 | 58 291 570 |
| 2039 | 105,0 | 103,4 | 82,7 | 20,7 | 657 864 | 160 441 | 57 750 215 |
| 2040 | 99,1 | 97,6 | 78,1 | 19,5 | 690 757 | 168 463 | 57 222 487 |
| 2041 | 93,8 | 92,4 | 73,9 | 18,5 | 725 295 | 176 887 | 56 888 637 |
| 2042 | 88,7 | 87,4 | 69,9 | 17,5 | 761 559 | 185 731 | 56 495 550 |
| 2043 | 84,1 | 82,8 | 66,2 | 16,6 | 799 637 | 195 017 | 56 194 563 |
| 2044 | 79,8 | 78,6 | 62,9 | 15,7 | 839 619 | 204 768 | 55 996 877 |
| 2045 | 75,8 | 74,7 | 59,7 | 14,9 | 881 600 | 215 007 | 55 880 134 |
| 2046 | 55,2 | 54,3 | 43,5 | 10,9 | 925 680 | 225 757 | 42 700 383 |
| 2047 | 52,5 | 51,7 | 41,4 | 10,3 | 971 964 | 237 045 | 42 653 959 |
| 2048 | 49,6 | 48,8 | 39,0 | 9,8 | 1 020 563 | 248 897 | 42 280 540 |
| 2049 | 47,1 | 46,4 | 37,1 | 9,3 | 1 071 591 | 261 342 | 42 210 567 |
| 2050 | 44,8 | 44,1 | 35,3 | 8,8 | 1 125 170 | 274 409 | 42 116 845 |
| 2051 | 41,4 | 40,8 | 32,6 | 8,2 | 1 181 429 | 288 129 | 40 867 621 |
| 2052 | 39,3 | 38,7 | 31,0 | 7,7 | 1 240 500 | 302 536 | 40 759 563 |
| 2053 | 37,3 | 36,7 | 29,4 | 7,3 | 1 302 525 | 317 663 | 40 616 763 |
| 2054 | 35,4 | 34,8 | 27,9 | 7,0 | 1 367 651 | 333 546 | 40 435 123 |
| 2055 | 29,1 | 28,6 | 22,9 | 5,7 | 1 436 034 | 350 223 | 34 913 664 |
| Итого 2022-2055 | 6 163,5 | 6 071,1 | 4 856,9 | 1 214,2 | | | 2 483 569 833 |
| 2056 | 27,5 | 27,1 | 21,7 | 5,4 | 1 507 836 | 367 734 | 34 678 606 |
| 2057 | 26,2 | 25,8 | 20,7 | 5,2 | 1 583 227 | 386 121 | 34 728 035 |
| 2058 | 25,0 | 24,6 | 19,7 | 4,9 | 1 662 389 | 405 427 | 34 746 592 |
| 2059 | 23,8 | 23,4 | 18,8 | 4,7 | 1 745 508 | 425 698 | 34 730 757 |
| 2060 | 22,6 | 22,3 | 17,8 | 4,5 | 1 832 784 | 446 983 | 34 676 703 |
| 2061 | 21,5 | 21,2 | 16,9 | 4,2 | 1 924 423 | 469 333 | 34 580 270 |
| 2062 | 20,5 | 20,2 | 16,1 | 4,0 | 2 020 644 | 492 799 | 34 605 866 |
| 2063 | 19,5 | 19,2 | 15,4 | 3,8 | 2 121 676 | 517 439 | 34 594 632 |
| 2064 | 18,5 | 18,3 | 14,6 | 3,7 | 2 227 760 | 543 311 | 34 542 499 |
| 2065 | 17,6 | 17,3 | 13,9 | 3,5 | 2 339 148 | 570 477 | 34 445 044 |
| 2066 | 16,7 | 16,5 | 13,2 | 3,3 | 2 456 105 | 599 001 | 34 297 460 |
| 2067 | 15,8 | 15,6 | 12,5 | 3,1 | 2 578 911 | 628 951 | 34 094 525 |
| 2068 | 14,9 | 14,7 | 11,8 | 2,9 | 2 707 856 | 660 398 | 33 830 567 |
| 2069 | 14,1 | 13,9 | 11,1 | 2,8 | 2 843 249 | 693 418 | 33 499 423 |
| 2070 | 13,3 | 13,1 | 10,4 | 2,6 | 2 985 411 | 728 089 | 33 094 404 |
| 2071 | 12,4 | 12,3 | 9,8 | 2,5 | 3 134 682 | 764 493 | 32 608 241 |

Продолжение таблицы 4.2.1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------|-----------|----------------------|
| 2072 | 11,7 | 11,5 | 9,2 | 2,3 | 3 291 416 | 802 718 | 32 166 735 |
| 2073 | 11,0 | 10,8 | 8,6 | 2,2 | 3 455 987 | 842 854 | 31 640 201 |
| 2074 | 10,2 | 10,1 | 8,1 | 2,0 | 3 628 786 | 884 997 | 31 020 366 |
| 2075 | 9,5 | 9,4 | 7,5 | 1,9 | 3 810 226 | 929 246 | 30 298 238 |
| 2076 | 8,9 | 8,7 | 7,0 | 1,7 | 4 000 737 | 975 709 | 29 625 395 |
| 2077 | 8,2 | 8,1 | 6,5 | 1,6 | 4 200 774 | 1 024 494 | 28 845 251 |
| 2078 | 7,6 | 7,5 | 6,0 | 1,5 | 4 410 812 | 1 075 719 | 27 947 481 |
| 2079 | 7,0 | 6,8 | 5,5 | 1,4 | 4 631 353 | 1 129 505 | 26 920 860 |
| 2080 | 6,3 | 6,2 | 5,0 | 1,2 | 4 862 921 | 1 185 980 | 25 753 178 |
| Итого 2022-2080 | 6 553,9 | 6 455,6 | 5 164,5 | 1 291,1 | | | 3 295 541 162 |

Эффективность проекта оценивалась системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, соответствующих требованиям органов Республики Казахстан и принятой мировой практики.

Для оценки проекта использовались следующие основные показатели эффективности:

- чистая прибыль (прибыль валовая за минусом налоговых отчислений, выплачиваемых из прибыли);

- денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами полученными и произведенными в рамках действия Контракта на Недропользование;

- дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - (NPV) при норме дисконта равной 15- ти %;

- срок окупаемости капитальных вложений (продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости);

- внутренняя норма доходности или внутренняя норма прибыли (IRR или ВНП) – внутренней нормой доходности называется такое положительное число, что при норме дисконта = ВНП, чистый дисконтированный доход проекта обращается в ноль, при всех больших значениях нормы дисконта - NPV отрицателен, при всех меньших значениях NPV положителен. Если не выполнено хотя бы одно из этих условий, считается, что ВНП не существует;

- максимальный финансовый риск (МФР) – Показатель риска, рассчитываемый на основе максимально отрицательного денежного потока;

- удельные показатели по затратам.

Расчет показателей эффективности производился:

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном

случае к началу реализации проекта 2022 году, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Приведение делалось для того, чтобы, при вычислении значений интегральных показателей (IRR, NPV) исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящее из-за инфляции) изменения в структуре цен. При выборе дифференцированной ставки процента (дисконтной) в процессе дисконтирования потока инвестиционного проекта учитывались следующие факторы:

- средний уровень ссудного процента (реальной депозитной ставки);
- темп инфляции (или премии за инфляцию);
- премии за риск;
- премии за низкую ликвидность проекта.

Для данного проекта ставка дисконта принята на уровне 15%. Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности приведены в таблицах 4.2.1.2-4.2.1.3.

Таблица 4.2.1.2 – Расчет чистой прибыли предприятия в тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту

| Год | Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков | Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков | Корпоративный подоходный налог | Чистая прибыль после выплаты подоходного налога | Налог на сверхприбыль | Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль |
|------|--|---|--------------------------------|---|-----------------------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 2022 | 33 378 572 | 33 378 572 | 6 675 714 | 26 824 942 | 0 | 26 824 942 |
| 2023 | 30 888 557 | 30 888 557 | 6 177 711 | 23 765 169 | 0 | 23 765 169 |
| 2024 | 29 844 029 | 29 844 029 | 5 968 806 | 22 376 301 | 0 | 22 376 301 |
| 2025 | 26 113 311 | 26 113 311 | 5 222 662 | 18 942 796 | 0 | 18 942 796 |
| 2026 | 24 701 686 | 24 701 686 | 4 940 337 | 17 330 206 | 0 | 17 330 206 |
| 2027 | 22 371 574 | 22 371 574 | 4 474 315 | 15 030 925 | 0 | 15 030 925 |
| 2028 | 21 301 262 | 21 301 262 | 4 260 252 | 13 231 920 | 0 | 13 231 920 |
| 2029 | 21 053 782 | 21 053 782 | 4 210 756 | 12 668 191 | 0 | 12 668 191 |
| 2030 | 18 671 256 | 18 671 256 | 3 734 251 | 10 570 765 | 0 | 10 570 765 |
| 2031 | 18 392 830 | 18 392 830 | 3 678 566 | 10 233 115 | 0 | 10 233 115 |
| 2032 | 17 099 127 | 17 099 127 | 3 419 825 | 9 172 316 | 0 | 9 172 316 |
| 2033 | 15 598 314 | 15 598 314 | 3 119 663 | 8 023 702 | 0 | 8 023 702 |
| 2034 | 13 298 346 | 13 298 346 | 2 659 669 | 6 260 747 | 0 | 6 260 747 |
| 2035 | 12 746 169 | 12 746 169 | 2 549 234 | 5 927 153 | 0 | 5 927 153 |
| 2036 | 6 528 843 | 6 528 843 | 1 305 769 | 1 924 894 | 0 | 1 924 894 |
| 2037 | 5 504 137 | 5 504 137 | 1 100 827 | 1 115 985 | 0 | 1 115 985 |
| 2038 | 5 252 569 | 5 252 569 | 1 050 514 | 964 069 | 0 | 964 069 |
| 2039 | 4 938 401 | 4 938 401 | 987 680 | 768 882 | 0 | 768 882 |
| 2040 | 4 847 317 | 4 847 317 | 969 463 | 754 942 | 0 | 754 942 |
| 2041 | 4 772 094 | 4 772 094 | 954 419 | 750 088 | 0 | 750 088 |
| 2042 | 4 652 608 | 4 652 608 | 930 522 | 711 904 | 0 | 711 904 |
| 2043 | 4 587 029 | 4 587 029 | 917 406 | 714 297 | 0 | 714 297 |
| 2044 | 4 496 678 | 4 496 678 | 899 336 | 693 652 | 0 | 693 652 |
| 2045 | 4 502 063 | 4 502 063 | 900 413 | 746 355 | 0 | 746 355 |
| 2046 | 2 272 388 | 2 272 388 | 454 478 | -780 458 | 0 | -780 458 |
| 2047 | 2 338 460 | 2 338 460 | 467 692 | -706 325 | 0 | -706 325 |
| 2048 | 2 286 697 | 2 286 697 | 457 339 | -712 401 | 0 | -712 401 |
| 2049 | 2 024 563 | 2 024 563 | 404 913 | -893 050 | 0 | -893 050 |
| 2050 | 1 739 921 | 1 739 921 | 347 984 | -1 091 110 | 0 | -1 091 110 |

Продолжение таблицы 4.2.1.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|------------------------|--------------------|--------------------|-------------------|--------------------|----------|--------------------|
| 2051 | 1 503 725 | 1 503 725 | 300 745 | -1 239 942 | 0 | -1 239 942 |
| 2052 | 1 213 557 | 1 213 557 | 242 711 | -1 450 529 | 0 | -1 450 529 |
| 2053 | 888 660 | 888 660 | 177 732 | -1 684 350 | 0 | -1 684 350 |
| 2054 | 539 588 | 539 588 | 107 918 | -1 938 121 | 0 | -1 938 121 |
| 2055 | 15 859 | 15 859 | 3 172 | -2 284 090 | 0 | -2 284 090 |
| Итого 2022-2055 | 370 363 976 | 370 363 976 | 74 072 795 | 196 722 942 | 0 | 196 722 942 |
| 2056 | 0 | 0 | 0 | -2 297 695 | 0 | -2 297 695 |
| 2057 | 0 | 0 | 0 | -2 544 002 | 0 | -2 544 002 |
| 2058 | 0 | 0 | 0 | -2 857 851 | 0 | -2 857 851 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | -3 196 400 | 0 | -3 196 400 |
| 2060 | 0 | 0 | 0 | -3 174 626 | 0 | -3 174 626 |
| 2061 | 0 | 0 | 0 | -3 470 071 | 0 | -3 470 071 |
| 2062 | 0 | 0 | 0 | -3 297 861 | 0 | -3 297 861 |
| 2063 | 0 | 0 | 0 | -2 048 022 | 0 | -2 048 022 |
| 2064 | 0 | 0 | 0 | -2 519 590 | 0 | -2 519 590 |
| 2065 | 0 | 0 | 0 | -3 023 270 | 0 | -3 023 270 |
| 2066 | 0 | 0 | 0 | -3 561 188 | 0 | -3 561 188 |
| 2067 | 0 | 0 | 0 | -4 021 997 | 0 | -4 021 997 |
| 2068 | 0 | 0 | 0 | -4 628 511 | 0 | -4 628 511 |
| 2069 | 0 | 0 | 0 | -5 277 440 | 0 | -5 277 440 |
| 2070 | 0 | 0 | 0 | -5 970 334 | 0 | -5 970 334 |
| 2071 | 0 | 0 | 0 | -6 710 122 | 0 | -6 710 122 |
| 2072 | 0 | 0 | 0 | -7 326 057 | 0 | -7 326 057 |
| 2073 | 0 | 0 | 0 | -8 130 293 | 0 | -8 130 293 |
| 2074 | 0 | 0 | 0 | -8 989 812 | 0 | -8 989 812 |
| 2075 | 0 | 0 | 0 | -9 906 675 | 0 | -9 906 675 |
| 2076 | 0 | 0 | 0 | -10 849 837 | 0 | -10 849 837 |
| 2077 | 0 | 0 | 0 | -11 856 560 | 0 | -11 856 560 |
| 2078 | 0 | 0 | 0 | -12 929 479 | 0 | -12 929 479 |
| 2079 | 0 | 0 | 0 | -14 073 000 | 0 | -14 073 000 |
| 2080 | 0 | 0 | 0 | -15 291 838 | 0 | -15 291 838 |
| Итого 2022-2080 | 370 363 976 | 370 363 976 | 74 072 795 | 38 770 412 | 0 | 38 770 412 |

Таблица 4.2.1.3 – Расчет потоков денежной наличности предприятия в тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту

| Год | Чистая прибыль с учетом всех выплат | Поток денежной наличности | Накопленный поток денежной наличности | ВВП (IRR) | Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость дисконт %) | | | Срок окупаемости (дисконт 15 %) |
|------------------------|-------------------------------------|---------------------------|---------------------------------------|--------------|---|--------------------|--------------------|---------------------------------|
| | | | | | 5,00% | 15,00% | 20,00% | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 2 022 | 26 824 942 | 32 417 976 | 32 417 976 | 31,0% | 30 874 263 | 28 189 544 | 27 014 980 | |
| 2 023 | 23 765 169 | 29 530 167 | 61 948 143 | 29,8% | 26 784 732 | 22 329 049 | 20 507 060 | |
| 2 024 | 22 376 301 | 28 241 268 | 90 189 410 | 29,2% | 24 395 869 | 18 569 092 | 16 343 326 | |
| 2 025 | 18 942 796 | 25 020 438 | 115 209 848 | 26,2% | 20 584 376 | 14 305 517 | 12 066 183 | |
| 2 026 | 17 330 206 | 23 642 043 | 138 851 892 | 25,6% | 18 524 160 | 11 754 274 | 9 501 207 | |
| 2 027 | 15 030 925 | 21 544 840 | 160 396 731 | 23,8% | 16 077 091 | 9 314 429 | 7 215 323 | |
| 2 028 | 13 231 920 | 19 671 255 | 180 067 986 | 22,8% | 13 979 993 | 7 395 153 | 5 489 886 | |
| 2 029 | 12 668 191 | 18 740 988 | 198 808 974 | 22,3% | 12 684 638 | 6 126 462 | 4 358 555 | |
| 2 030 | 10 570 765 | 16 307 933 | 215 116 907 | 19,5% | 10 512 239 | 4 635 732 | 3 160 587 | |
| 2 031 | 10 233 115 | 15 705 948 | 230 822 855 | 19,0% | 9 642 090 | 3 882 270 | 2 536 598 | |
| 2 032 | 9 172 316 | 14 398 160 | 245 221 015 | 17,5% | 8 418 306 | 3 094 787 | 1 937 819 | |
| 2 033 | 8 023 702 | 13 001 317 | 258 222 332 | 15,9% | 7 239 620 | 2 430 039 | 1 458 184 | |
| 2 034 | 6 260 747 | 11 020 339 | 269 242 671 | 13,5% | 5 844 321 | 1 791 113 | 1 030 004 | |
| 2 035 | 5 927 153 | 10 471 732 | 279 714 404 | 13,0% | 5 288 936 | 1 479 956 | 815 607 | |
| 2 036 | 1 924 894 | 5 420 928 | 285 135 332 | 10,0% | 2 607 559 | 666 202 | 351 848 | |
| 2 037 | 1 115 985 | 4 545 765 | 289 681 097 | 8,4% | 2 082 467 | 485 782 | 245 871 | |
| 2 038 | 964 069 | 4 304 623 | 293 985 719 | 8,0% | 1 878 093 | 400 011 | 194 023 | |
| 2 039 | 768 882 | 4 024 569 | 298 010 289 | 7,5% | 1 672 292 | 325 206 | 151 167 | |
| 2 040 | 754 942 | 3 931 025 | 301 941 314 | 7,4% | 1 555 640 | 276 215 | 123 044 | |
| 2 041 | 750 088 | 3 855 959 | 305 797 272 | 7,3% | 1 453 270 | 235 600 | 100 579 | |
| 2 042 | 711 904 | 3 749 650 | 309 546 922 | 7,1% | 1 345 908 | 199 221 | 81 505 | |
| 2 043 | 714 297 | 3 689 469 | 313 236 391 | 7,0% | 1 261 244 | 170 456 | 66 831 | |
| 2 044 | 693 652 | 3 611 632 | 316 848 023 | 6,9% | 1 175 844 | 145 095 | 54 517 | |
| 2 045 | 746 355 | 3 611 938 | 320 459 961 | 6,9% | 1 119 946 | 126 180 | 45 435 | |
| 2 046 | -780 458 | 1 825 318 | 322 285 279 | 4,5% | 539 022 | 55 449 | 19 134 | |
| 2 047 | -706 325 | 1 876 101 | 324 161 381 | 4,6% | 527 636 | 49 558 | 16 389 | |
| 2 048 | -712 401 | 1 833 197 | 325 994 578 | 4,5% | 491 019 | 42 108 | 13 345 | |
| 2 049 | -893 050 | 1 622 415 | 327 616 993 | 4,0% | 413 868 | 32 406 | 9 842 | |
| 2 050 | -1 091 110 | 1 393 928 | 329 010 921 | 3,4% | 338 650 | 24 210 | 7 047 | |
| 2 051 | -1 239 942 | 1 204 414 | 330 215 334 | 3,0% | 278 674 | 18 190 | 5 074 | |
| 2 052 | -1 450 529 | 1 214 589 | 331 429 923 | 3,1% | 267 646 | 15 951 | 4 264 | |
| 2 053 | -1 684 350 | 889 403 | 332 319 326 | 2,2% | 186 656 | 10 157 | 2 602 | |
| 2 054 | -1 938 121 | 540 123 | 332 859 449 | 1,4% | 107 956 | 5 364 | 1 317 | |
| 2 055 | -2 284 090 | 16 244 | 332 875 694 | 0,0% | 3 092 | 140 | 33 | |
| Итого 2022-2055 | 196 722 942 | 332 875 694 | 332 875 694 | 15,9% | 230 157 115 | 138 580 920 | 114 929 187 | 0 |
| 2 056 | -2 297 695 | -1 990 | 332 873 704 | 0,0% | -361 | -15 | -3 | |
| 2 057 | -2 544 002 | -263 930 | 332 609 774 | -0,8% | -45 569 | -1 723 | -372 | |
| 2 058 | -2 857 851 | -595 556 | 332 014 218 | -1,7% | -97 931 | -3 381 | -700 | |
| 2 037 | -3 196 400 | -952 300 | 331 061 918 | -2,7% | -149 135 | -4 702 | -933 | |
| 2 060 | -3 174 626 | -949 079 | 330 112 839 | -2,7% | -141 553 | -4 075 | -775 | |
| 2 061 | -3 470 071 | -1 257 039 | 328 855 800 | -3,5% | -178 557 | -4 693 | -855 | |
| 2 062 | -3 297 861 | -1 635 665 | 327 220 135 | -4,5% | -221 275 | -5 310 | -927 | |
| 2 063 | -2 048 022 | -2 048 022 | 325 172 113 | -5,6% | -263 866 | -5 781 | -968 | |
| 2 064 | -2 519 590 | -2 519 590 | 322 652 524 | -6,8% | -309 165 | -6 185 | -992 | |
| 2 065 | -3 023 270 | -3 023 270 | 319 629 254 | -8,1% | -353 303 | -6 453 | -992 | |
| 2 066 | -3 561 188 | -3 561 188 | 316 068 066 | -9,4% | -396 348 | -6 610 | -974 | |
| 2 067 | -4 021 997 | -4 036 706 | 312 031 360 | -10,6% | -427 877 | -6 515 | -920 | |
| 2 068 | -4 628 511 | -4 630 486 | 307 400 874 | -12,0% | -467 444 | -6 499 | -879 | |
| 2 069 | -5 277 440 | -5 279 317 | 302 121 557 | -13,6% | -507 565 | -6 443 | -835 | |
| 2 070 | -5 970 334 | -5 972 111 | 296 149 445 | -15,3% | -546 830 | -6 338 | -787 | |

Продолжение таблицы 4.2.1.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|----------------------------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------|--------------------|--------------------|--------------------|----------|
| 2 071 | -6 710 122 | -6 711 799 | 289 437 646 | -17,1% | -585 294 | -6 194 | -738 | |
| 2 072 | -7 326 057 | -7 346 412 | 282 091 234 | -18,6% | -610 128 | -5 895 | -673 | |
| 2 073 | -8 130 293 | -8 134 254 | 273 956 980 | -20,5% | -643 390 | -5 676 | -621 | |
| 2 074 | -8 989 812 | -8 993 526 | 264 963 454 | -22,5% | -677 481 | -5 457 | -572 | |
| 2 075 | -9 906 675 | -9 910 143 | 255 053 311 | -24,6% | -710 981 | -5 229 | -525 | |
| 2 076 | -10 849 837 | -10 853 078 | 244 200 234 | -26,8% | -741 552 | -4 979 | -479 | |
| 2 077 | -11 856 560 | -11 859 574 | 232 340 659 | -29,1% | -771 735 | -4 731 | -436 | |
| 2 078 | -12 929 479 | -12 932 268 | 219 408 391 | -31,6% | -801 465 | -4 486 | -397 | |
| 2 079 | -14 073 000 | -14 075 567 | 205 332 824 | -34,3% | -830 781 | -4 246 | -360 | |
| 2 080 | -15 291 838 | -15 294 183 | 190 038 641 | -37,3% | -859 721 | -4 012 | -326 | |
| Итого 2022-2080 | 38 770 412 | 190 038 641 | 190 038 641 | -8,8% | 218 817 808 | 138 455 292 | 114 912 148 | 0 |

4.2.2 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат

4.2.2.1 Капитальные затраты

В расчетах экономических показателей разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин; затраты на надземное нефтепромысловое строительство.

Капитальные вложения в строительство скважин включают в себя: затраты на бурение новых добывающих и нагнетательных скважин.

Надземное строительство состоит из капитальных затрат на: обустройство проектных скважин - затраты на сопутствующее скважинное оборудование, обустройства выкидных линий для проектных скважин.

Капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела “Капвложения” настоящей записки. В составе капитальных вложений, также учтен резерв средств на прочие затраты (на экспертизы, авторский надзор, сопровождение строительства и т.д.) в размере 5% от стоимости всего капитальных затрат на обустройство промысла. Бурение и количество скважин определялось согласно технологическим вариантам разработки данного проекта. Так же капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться в Казахстане. Однако, также возможно приобретение оборудования и материалов у производителей из других стран (СНГ) при невозможности приобретения соответствующего оборудования в Казахстане, а также в случаях их неконкурентоспособности с другими аналогами по показателям качества и цены.

Основные положения вариантов:

Вариант 1. Бурение 5-ти скважин.

Вариант 2. Бурение 10-ти скважин.

Вариант 3. Бурение 29-ти скважины. Результаты расчетов капитальных вложений по рекомендуемому варианту представлены в таблице 4.2.1.4, по 1 и 2 варианту в Приложениях.

В каждом варианте прогнозируется бурение 12-ти оценочных скважин, начиная с 2022 года.

Таблица 4.2.1.4 – Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту

| № | Наименование работ, объектов и затрат | Ед. изм. | Кол-во | Стоимость | Стоимость | Распределение капитальных вложений по годам строительства | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----|---|-----------|--------|-----------|------------|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|---------|------|-------|------|-------|-------|------|-------|------|--------|
| | | | | ед-цы | всего | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | тыс.тенге | тыс.тенге | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
| I | Строительство скважин (подземное строительство) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Ввод добывающих горизонтальных скважин и наклонно-направленных скважин | тыс.тенге | 40,70 | 340 850 | 13 873 958 | 2 139 515 | 1 906 715 | 2 395 153 | 2 522 631 | 2 569 668 | 2 340 276 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Ввод оценочных скважин | тыс.тенге | 7,32 | 340 850 | 2 494 238 | 1 247 068 | 411 406 | 411 747 | 424 017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Перевод скв. в ППД из добыв. Фонда | тыс.тенге | 11 | 10 625 | 116 875 | 21 250 | 0 | 10 625 | 10 625 | 10 625 | 10 625 | 10 625 | 10 625 | 10 625 | 10 625 | 10 625 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Возврат/переход на другие горизонты | тыс.тенге | 3 | 10 625 | 31 875 | 10 625 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 625 | 10 625 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | Выбытие скважин | тыс.тенге | 113 | 2 125 | 240 125 | 0 | 0 | 2 125 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 125 | 0 | 0 | 4 250 | 131 750 | 0 | 2 125 | 0 | 2 125 | 2 125 | 0 | 2 125 | 0 | 4 250 |
| | Итого строительство скважин | | | | 16 757 071 | 3 418 458 | 2 318 121 | 2 819 650 | 2 957 273 | 2 580 293 | 2 350 901 | 10 625 | 10 625 | 10 625 | 10 625 | 12 750 | 10 625 | 10 625 | 4 250 | 131 750 | 0 | 2 125 | 0 | 2 125 | 2 125 | 0 | 2 125 | 0 | 4 250 |
| | Итого строительство скважин с учетом инфляции | | | | 19 240 156 | 3 418 458 | 2 434 027 | 3 108 664 | 3 423 413 | 3 136 362 | 3 000 412 | 14 239 | 14 950 | 15 698 | 16 483 | 20 768 | 18 172 | 19 081 | 8 014 | 260 856 | 0 | 4 639 | 0 | 4 968 | 5 067 | 0 | 5 272 | 0 | 10 970 |
| II | Надземное строительство | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | СМР прокладка выкидных линий | тыс.тенге | 29 | 1 500 | 43 500 | 7 500 | 6 000 | 7 500 | 7 500 | 7 500 | 7 500 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Работа по обустройству устьев скважин нагнетательной линии | тыс.тенге | 29 | 1 980 | 57 420 | 9 900 | 7 920 | 9 900 | 9 900 | 9 900 | 9 900 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Обустройство скважин бетонированной площадкой для установки ремонтного агрегата (станок КРС) | тыс.тенге | 29 | 2 000 | 58 000 | 10 000 | 8 000 | 10 000 | 10 000 | 10 000 | 10 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Прокладка выкидных линии на каждую пробуренную скважину | тыс.тенге | 29 | 2 000 | 58 000 | 10 000 | 8 000 | 10 000 | 10 000 | 10 000 | 10 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | НГС | тыс.тенге | 1 | 15 000 | 15 000 | 15 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | ГС | тыс.тенге | 1 | 9 000 | 9 000 | 9 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | Печи ПНК | тыс.тенге | 1 | 50 000 | 50 000 | 50 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | СМР подготовка основания под оборудования и монтаж НГС, ГС, МФН, печи, НБ-32 прокладка выкидных линии, монтаж дренажной емкости и прочие работы | тыс.тенге | 1 | 20 000 | 20 000 | 20 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | Оборудование для ПАВ | тыс.тенге | 1 | 90 000 | 90 000 | 90 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | ГКРП | тыс.тенге | 14 | 16 000 | 224 000 | 32 000 | 48 000 | 48 000 | 48 000 | 48 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Итого надземное строительство | | | | 400 920 | 253 400 | 77 920 | 85 400 | 85 400 | 85 400 | 37 400 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Итого надземное строительство с учетом инфляции | | | | 679 768 | 253 400 | 81 816 | 94 154 | 98 861 | 103 804 | 47 733 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| III | ПИР | тыс.тенге | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | Всего со строительством скважин | | | | 17 157 991 | 3 671 858 | 2 396 041 | 2 905 050 | 3 042 673 | 2 665 693 | 2 388 301 | 10 625 | 10 625 | 10 625 | 10 625 | 12 750 | 10 625 | 10 625 | 4 250 | 131 750 | 0 | 2 125 | 0 | 2 125 | 2 125 | 0 | 2 125 | 0 | 4 250 |
| | Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции | | | | 19 919 924 | 3 671 858 | 2 515 843 | 3 202 817 | 3 522 275 | 3 240 167 | 3 048 145 | 14 239 | 14 950 | 15 698 | 16 483 | 20 768 | 18 172 | 19 081 | 8 014 | 260 856 | 0 | 4 639 | 0 | 4 968 | 5 067 | 0 | 5 272 | 0 | 10 970 |

Продолжение таблицы 4.2.1.4

| № | Наименование работ, объектов и затрат | Ед. изм. | Кол-во | Распределение капитальных вложений по годам строительства | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----|---|-----------|--------|---|------|--------|------|------|--------|------|------|------|--------|-------|------|------|------|--------|--------|------|------|------|------|--------|-------|------|------|------|--------|-------|------|------|------|
| | | | | 2046 | 2047 | 2048 | 2049 | 2050 | 2051 | 2052 | 2053 | 2054 | 2055 | 2056 | 2057 | 2058 | 2059 | 2060 | 2061 | 2062 | 2063 | 2064 | 2065 | 2066 | 2067 | 2068 | 2069 | 2070 | 2071 | 2072 | 2073 | 2074 | 2075 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 49 | 50 | 51 | 52 | 53 | 54 | 55 | 56 | 57 | 58 | 59 | 60 |
| I | Строительство скважин (подземное строительство) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Ввод добывающих горизонтальных скважин и наклонно-направленных скважин | тыс.тенге | 40,70 | 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 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 2 | Ввод оценочных скважин | тыс.тенге | 7,32 | 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 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 3 | Перевод скв. в ППД из добыв. Фонда | тыс.тенге | 11 | 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 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 4 | Возврат/переход на другие горизонты | тыс.тенге | 3 | 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 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 5 | Выбытие скважин | тыс.тенге | 113 | 38 250 | 0 | 4 250 | 0 | 0 | 10 625 | 0 | 0 | 0 | 23 375 | 2 125 | 0 | 0 | 0 | 2 125 | 2 125 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 125 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 125 | 0 | 0 | 0 |
| | Итого строительство скважин | | | 38 250 | 0 | 4 250 | 0 | 0 | 10 625 | 0 | 0 | 0 | 23 375 | 2 125 | 0 | 0 | 0 | 2 125 | 2 125 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 125 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 125 | 0 | 0 | 0 | |
| | Итого строительство скважин с учетом инфляции | | | 100 705 | 0 | 11 641 | 0 | 0 | 33 691 | 0 | 0 | 0 | 90 094 | 8 600 | 0 | 0 | 0 | 10 453 | 10 976 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14 709 | 0 | 0 | 0 | 0 | 18 772 | 0 | 0 | 0 | |
| II | Надземное строительство | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | СМР прокладка выкидных линий | тыс.тенге | 29 | 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 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 2 | Работа по обустройству устьев скважин нагнетательной линии | тыс.тенге | 29 | 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 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 3 | Обустройство скважин бетонированной площадкой для установки ремонтного агрегата (станок КРС) | тыс.тенге | 29 | 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 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 4 | Прокладка выкидных линии на каждую пробуренную скважину | тыс.тенге | 29 | 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 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 5 | НГС | тыс.тенге | 1 | 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 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 6 | ГС | тыс.тенге | 1 | 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 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 7 | Печи ПНК | тыс.тенге | 1 | 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 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 8 | СМР подготовка основания под оборудования и монтаж НГС, ГС, МФН, печи, НБ-32 прокладка выкидных линии, монтаж дренажной емкости и прочие работы | тыс.тенге | 1 | 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 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 9 | Оборудование для ПАВ | тыс.тенге | 1 | 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 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 10 | ГКРП | тыс.тенге | 14 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Итого надземное строительство | | | 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 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | Итого надземное строительство с учетом инфляции | | | 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 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| III | ПИР | тыс.тенге | | 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 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | Всего со строительством скважин | | | 38 250 | 0 | 4 250 | 0 | 0 | 10 625 | 0 | 0 | 0 | 23 375 | 2 125 | 0 | 0 | 0 | 2 125 | 2 125 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 125 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 125 | 0 | 0 | 0 | |
| | Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции | | | 100 705 | 0 | 11 641 | 0 | 0 | 33 691 | 0 | 0 | 0 | 90 094 | 8 600 | 0 | 0 | 0 | 10 453 | 10 976 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14 709 | 0 | 0 | 0 | 0 | 18 772 | 0 | 0 | 0 | |

4.2.2.2 Эксплуатационные затраты

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными эксплуатационными показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа. Расходы понесенные предприятием, (операционные затраты) разделяются на расходы, относимые на себестоимость продукции и на расходы периода.

Расходы относимые на себестоимость продукции включают в себя все эксплуатационные затраты, производимые непосредственно на промысле. Расходы периода в свою очередь включают в себя общие и административные расходы и расходы по реализации продукции.

Расходы, относимые на себестоимость продукции включают:

- обслуживание скважин;
- материальные производственные затраты;
- электроэнергию, потребляемую на промысле;
- внутри промысловый сбор и транспорт нефти;
- технологическую подготовку нефти и воды;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- обслуживание, текущий и капитальный ремонт основных фондов;
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- налоги, отчисления и сборы в бюджет, входящие в себестоимость продукции;
- услуги сторонних организаций производственного и непроизводственного характера, необходимые на промысле (питание, содержание вахтового поселка и т.д.);
- прочие необходимые затраты.

Расходы периода включают:

- материальные затраты общепроизводственного назначения;
- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями;
- налоги и другие обязательные платежи в бюджет за исключением тех налогов и платежей, что платятся из прибыли;
- прочие затраты общепроизводственного назначения.

Согласно Дополнениям к Контракту на осуществление разведки и добычи на месторождении Морское, включая блок Огайское, затраты на профессиональное обучение казахстанских специалистов составят 1% от инвестиций; расходы на социальное развитие региона – 220,0 тыс. \$/год.

Амортизационные отчисления, для целей налогообложения, определены по группам и подгруппам основных средств, в соответствии с Налоговым кодексом РК;

Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость, определены по производственному методу учета, за исключением амортизации нематериальных активов и исторических затрат, то есть в зависимости от извлекаемых запасов углеводородов, в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК № 20 «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему. Амортизационные отчисления по нематериальным активам и историческим затратам определяются, по линейному методу.

Результаты расчетов затрат, входящих в производственную себестоимость и расходы периода рекомендуемого 3 варианта приведены в таблице 4.2.1.5.-4.2.1.6 по 1,2 вариантам - в табличных приложениях.

Таблица 4.2.1.5 - Расчет прямых эксплуатационных затрат, в тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту

| Год | Расходы, относимые на себестоимость продукции | | | | | | | | | | Налоги и платежи | | | Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции | Итого расходы, относимые на себестоимость продукции | Производственная себестоимость 1 тн.нефти |
|-----------------|---|----------------|-------------------|---------------------------|--|------------|------------|------------------------|--|--|--------------------------------|--------------------|-------------|--|---|---|
| | ГСМ | Электроэнергия | Сырье и материалы | Услуги сервисных компаний | Текущий ремонт и техобслуживание скважин | ФОТ ППП | НИОКР | Затраты на страхование | Затраты на ПАВ, вкл аренду спецтехники | Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции | Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП | Налог на имущество | НДПИ | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 16 |
| 2022 | 93 228 | 35 647 | 1 178 813 | 1 893 040 | 411 071 | 1 614 600 | 572 628 | 391 873 | 0 | 5 593 034 | 303 654 | 861 749 | 6 330 663 | 7 496 067 | 19 280 000 | 34 734 |
| 2023 | 88 248 | 33 742 | 1 115 842 | 1 791 915 | 443 698 | 1 742 752 | 1 332 370 | 411 467 | 0 | 5 764 998 | 327 755 | 900 762 | 5 990 075 | 7 218 593 | 19 943 626 | 39 855 |
| 2024 | 85 093 | 32 536 | 1 075 943 | 1 727 841 | 478 560 | 1 879 682 | 1 261 176 | 432 040 | 0 | 5 864 967 | 353 508 | 931 951 | 5 773 672 | 7 059 131 | 19 896 968 | 43 298 |
| 2025 | 81 952 | 31 335 | 1 036 232 | 1 664 071 | 519 127 | 2 039 020 | 1 216 062 | 453 642 | 0 | 6 077 642 | 383 474 | 965 644 | 5 558 550 | 6 907 668 | 20 026 750 | 47 513 |
| 2026 | 79 000 | 30 206 | 998 900 | 1 604 120 | 562 554 | 2 209 591 | 1 171 163 | 476 324 | 67 130 | 6 311 837 | 415 553 | 994 563 | 5 356 429 | 6 766 545 | 20 277 370 | 52 401 |
| 2027 | 76 217 | 29 142 | 963 720 | 1 547 625 | 609 025 | 2 392 123 | 1 129 021 | 500 141 | 66 710 | 6 513 915 | 449 881 | 1 015 210 | 5 166 071 | 6 631 162 | 20 458 802 | 57 540 |
| 2028 | 74 039 | 28 309 | 936 176 | 1 503 392 | 639 477 | 2 511 729 | 1 089 258 | 525 148 | 64 120 | 6 439 334 | 472 375 | 1 009 365 | 5 016 833 | 6 498 574 | 20 309 556 | 61 741 |
| 2029 | 71 966 | 27 517 | 909 964 | 1 461 299 | 671 450 | 2 637 316 | 1 058 126 | 551 405 | 0 | 6 072 797 | 495 994 | 980 750 | 4 874 901 | 6 351 645 | 19 813 484 | 65 066 |
| 2030 | 69 972 | 26 755 | 884 757 | 1 420 820 | 705 023 | 2 769 181 | 1 028 500 | 578 975 | 0 | 5 737 168 | 520 794 | 952 123 | 4 738 503 | 6 211 419 | 19 432 570 | 68 915 |
| 2031 | 68 811 | 26 310 | 870 071 | 1 397 236 | 740 274 | 2 907 640 | 1 000 009 | 607 924 | 0 | 5 472 833 | 546 833 | 923 483 | 4 658 578 | 6 128 894 | 19 220 003 | 72 777 |
| 2032 | 67 652 | 25 867 | 855 412 | 1 373 694 | 772 605 | 3 034 631 | 983 411 | 638 320 | 0 | 5 225 844 | 570 716 | 894 827 | 4 578 895 | 6 044 438 | 19 021 873 | 76 925 |
| 2033 | 66 159 | 25 297 | 836 541 | 1 343 390 | 811 236 | 3 186 362 | 966 841 | 670 236 | 0 | 4 977 616 | 599 252 | 866 154 | 4 476 774 | 5 942 180 | 18 825 858 | 81 742 |
| 2034 | 64 950 | 24 834 | 821 258 | 1 318 847 | 851 797 | 3 345 680 | 945 513 | 703 748 | 0 | 4 759 592 | 629 215 | 837 467 | 4 393 949 | 5 860 631 | 18 696 852 | 86 827 |
| 2035 | 63 528 | 24 290 | 803 271 | 1 289 962 | 883 546 | 3 470 383 | 928 239 | 738 935 | 0 | 4 544 580 | 652 667 | 808 624 | 4 296 746 | 5 758 037 | 18 504 772 | 92 252 |
| 2036 | 41 407 | 15 832 | 523 571 | 840 795 | 563 464 | 2 213 168 | 907 908 | 775 882 | 0 | 3 496 035 | 416 226 | 779 435 | 2 800 013 | 3 995 674 | 13 373 737 | 107 404 |
| 2037 | 41 157 | 15 737 | 520 408 | 835 716 | 591 637 | 2 323 826 | 591 774 | 814 676 | 0 | 3 429 779 | 437 037 | 750 051 | 2 782 531 | 3 969 619 | 13 134 330 | 111 429 |
| 2038 | 40 800 | 15 600 | 515 885 | 828 452 | 614 944 | 2 415 371 | 588 199 | 855 410 | 0 | 3 340 554 | 454 253 | 720 664 | 2 757 809 | 3 932 726 | 13 147 940 | 118 148 |
| 2039 | 40 421 | 15 455 | 511 094 | 820 758 | 645 691 | 2 536 139 | 583 086 | 898 181 | 0 | 3 255 687 | 476 966 | 691 273 | 2 731 692 | 3 899 931 | 13 206 443 | 125 776 |
| 2040 | 38 907 | 14 876 | 491 954 | 790 022 | 651 885 | 2 560 465 | 577 671 | 916 144 | 0 | 3 176 082 | 481 541 | 661 878 | 2 706 252 | 3 849 671 | 13 067 678 | 131 882 |
| 2041 | 37 575 | 14 367 | 475 110 | 762 973 | 658 068 | 2 584 750 | 572 392 | 934 467 | 0 | 3 105 871 | 486 108 | 632 476 | 2 690 011 | 3 808 595 | 12 954 167 | 138 079 |
| 2042 | 36 249 | 13 860 | 458 346 | 736 052 | 671 229 | 2 636 445 | 569 053 | 953 156 | 0 | 3 037 746 | 495 830 | 603 070 | 2 670 996 | 3 769 896 | 12 882 033 | 145 179 |
| 2043 | 35 026 | 13 392 | 442 879 | 711 213 | 677 522 | 2 661 162 | 565 121 | 972 219 | 0 | 2 975 172 | 500 479 | 573 660 | 2 656 361 | 3 730 500 | 12 784 205 | 152 090 |
| 2044 | 33 905 | 12 964 | 428 711 | 688 462 | 691 072 | 2 714 385 | 562 110 | 991 664 | 0 | 2 917 980 | 510 488 | 544 246 | 2 646 632 | 3 701 366 | 12 742 619 | 159 737 |
| 2045 | 32 868 | 12 567 | 415 594 | 667 397 | 690 054 | 2 710 385 | 560 132 | 1 011 497 | 0 | 2 865 583 | 509 736 | 514 823 | 2 640 749 | 3 665 309 | 12 631 387 | 166 608 |
| 2046 | 24 398 | 9 329 | 308 500 | 495 416 | 560 056 | 2 199 783 | 558 965 | 1 031 727 | 0 | 2 605 776 | 413 708 | 485 317 | 2 017 643 | 2 916 669 | 10 710 618 | 194 121 |
| 2047 | 23 675 | 9 052 | 299 360 | 480 738 | 571 258 | 2 243 779 | 427 129 | 1 052 362 | 0 | 2 582 426 | 421 983 | 455 736 | 2 015 196 | 2 892 915 | 10 582 693 | 201 612 |
| 2048 | 22 798 | 8 717 | 288 261 | 462 914 | 566 935 | 2 226 799 | 426 664 | 1 073 409 | 0 | 2 545 598 | 418 789 | 426 146 | 1 997 315 | 2 842 250 | 10 464 344 | 211 174 |
| 2049 | 22 760 | 8 702 | 287 784 | 462 148 | 595 281 | 2 338 139 | 422 929 | 1 127 079 | 0 | 2 515 465 | 439 729 | 396 547 | 1 993 783 | 2 830 058 | 10 610 345 | 225 199 |
| 2050 | 22 709 | 8 683 | 287 145 | 461 122 | 625 045 | 2 455 046 | 422 229 | 1 183 433 | 0 | 2 485 038 | 461 715 | 366 948 | 1 989 140 | 2 817 803 | 10 768 253 | 240 512 |
| 2051 | 22 036 | 8 426 | 278 628 | 447 444 | 601 606 | 2 362 982 | 421 292 | 1 242 605 | 0 | 2 444 356 | 444 401 | 337 324 | 1 929 941 | 2 711 666 | 10 541 039 | 254 766 |
| 2052 | 21 977 | 8 403 | 277 891 | 446 261 | 631 686 | 2 481 131 | 408 796 | 1 304 735 | 0 | 2 422 406 | 466 621 | 307 674 | 1 924 649 | 2 698 944 | 10 702 231 | 272 315 |
| 2053 | 21 900 | 8 374 | 276 917 | 444 698 | 663 271 | 2 605 187 | 407 715 | 1 369 972 | 0 | 2 396 021 | 489 952 | 278 025 | 1 917 726 | 2 685 703 | 10 879 758 | 291 695 |
| 2054 | 21 802 | 8 336 | 275 679 | 442 709 | 696 434 | 2 735 447 | 406 286 | 1 438 471 | 0 | 2 370 327 | 514 449 | 248 375 | 1 908 980 | 2 671 804 | 11 067 296 | 312 959 |
| 2055 | 18 825 | 7 198 | 238 035 | 382 257 | 374 721 | 2 348 747 | 404 469 | 1 510 394 | 0 | 2 297 162 | 433 774 | 218 658 | 1 648 166 | 2 300 599 | 9 882 407 | 339 830 |
| Итого 2022-2055 | 1 652 011 | 631 661 | 20 888 651 | 33 544 797 | 21 441 303 | 85 093 826 | 25 066 236 | 29 137 663 | 197 960 | 135 621 219 | 15 995 458 | 22 934 995 | 117 636 226 | 156 566 680 | 509 842 007 | 82 719 |
| 2056 | 18 699 | 7 150 | 236 432 | 379 683 | 392 448 | 2 206 109 | 349 239 | 1 585 914 | 0 | 2 295 705 | 446 869 | 188 867 | 1 636 937 | 2 272 674 | 9 744 052 | 354 211 |
| 2057 | 18 725 | 7 160 | 236 769 | 380 224 | 422 696 | 2 282 414 | 346 887 | 1 665 209 | 0 | 2 280 072 | 469 213 | 159 070 | 1 639 144 | 2 267 427 | 9 907 584 | 377 625 |
| 2058 | 18 735 | 7 164 | 236 896 | 380 427 | 454 455 | 2 407 160 | 347 382 | 1 748 470 | 0 | 2 262 295 | 492 674 | 129 272 | 1 639 900 | 2 261 845 | 10 124 829 | 404 984 |
| 2037 | 18 727 | 7 160 | 236 788 | 380 254 | 487 803 | 2 538 143 | 347 568 | 1 835 893 | 0 | 2 244 100 | 517 307 | 99 475 | 1 639 038 | 2 255 820 | 10 352 255 | 434 983 |
| 2060 | 18 698 | 7 149 | 236 419 | 379 662 | 508 678 | 2 620 133 | 347 409 | 1 927 688 | 0 | 2 225 546 | 532 727 | 69 669 | 1 636 378 | 2 238 774 | 10 510 156 | 464 421 |
| 2061 | 18 646 | 7 129 | 235 762 | 378 606 | 529 889 | 2 703 446 | 346 868 | 2 024 073 | 0 | 2 213 032 | 548 395 | 39 848 | 1 631 724 | 2 219 967 | 10 677 417 | 496 784 |
| 2062 | 18 659 | 7 135 | 235 936 | 378 887 | 567 008 | 2 849 243 | 345 904 | 2 125 276 | 0 | 1 662 196 | 575 815 | 12 466 | 1 632 833 | 2 221 114 | 10 411 358 | 508 250 |
| 2063 | 18 653 | 7 132 | 235 860 | 378 764 | 605 984 | 3 002 330 | 346 160 | 2 231 540 | 0 | 0 | 604 606 | 0 | 1 632 209 | 2 236 815 | 9 063 237 | 464 711 |
| 2064 | 18 625 | 7 122 | 235 504 | 378 193 | 646 908 | 3 163 072 | 346 047 | 2 343 117 | 0 | 0 | 634 836 | 0 | 1 629 660 | 2 264 496 | 9 403 083 | 507 008 |
| 2065 | 18 573 | 7 101 | 234 840 | 377 126 | 689 878 | 3 331 850 | 345 526 | 2 460 273 | 0 | 0 | 666 578 | 0 | 1 624 977 | 2 291 555 | 9 756 722 | 553 942 |
| 2066 | 18 493 | 7 071 | 233 834 | 375 510 | 734 997 | 3 509 068 | 344 551 | 2 583 286 | 0 | 0 | 699 907 | 0 | 1 617 934 | 2 317 841 | 10 124 651 | 606 170 |
| 2067 | 18 384 | 7 029 | 232 450 | 373 288 | 762 474 | 3 616 993 | 343 075 | 2 712 451 | 0 | 0 | 720 204 | 0 | 1 608 285 | 2 328 489 | 10 394 633 | 657 340 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------|------------------|----------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------|-------------------|--------------------|----------------|--------------------|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|----------------|
| 2068 | 18 241 | 6 975 | 230 650 | 370 398 | 811 223 | 3 808 468 | 341 045 | 2 848 073 | 0 | 0 | 756 215 | 0 | 1 595 761 | 2 351 976 | 10 787 050 | 721 853 |
| Продолжение таблицы 4.2.1.5 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 2069 | 18 063 | 6 906 | 228 393 | 366 773 | 862 409 | 4 009 516 | 338 405 | 2 990 477 | 0 | 0 | 794 025 | 0 | 1 580 074 | 2 374 099 | 11 195 041 | 794 388 |
| 2070 | 17 844 | 6 823 | 225 631 | 362 338 | 916 155 | 4 220 617 | 335 092 | 3 140 001 | 0 | 0 | 833 726 | 0 | 1 560 906 | 2 394 633 | 11 619 135 | 876 300 |
| 2071 | 17 582 | 6 723 | 222 317 | 357 015 | 972 587 | 4 442 273 | 331 041 | 3 297 001 | 0 | 0 | 875 413 | 0 | 1 537 916 | 2 413 329 | 12 059 868 | 969 255 |
| 2072 | 17 344 | 6 632 | 219 307 | 352 182 | 1 006 447 | 4 575 266 | 326 178 | 3 461 851 | 0 | 0 | 900 425 | 0 | 1 517 037 | 2 417 462 | 12 382 668 | 1 059 302 |
| 2073 | 17 060 | 6 523 | 215 717 | 346 417 | 1 067 394 | 4 814 655 | 321 761 | 3 634 943 | 0 | 0 | 945 446 | 0 | 1 492 152 | 2 437 598 | 12 862 069 | 1 174 555 |
| 2074 | 16 726 | 6 395 | 211 491 | 339 630 | 1 131 389 | 5 066 012 | 316 495 | 3 816 691 | 0 | 0 | 992 718 | 0 | 1 462 871 | 2 455 590 | 13 360 419 | 1 306 665 |
| 2075 | 16 337 | 6 246 | 206 568 | 331 724 | 1 198 584 | 5 329 938 | 310 294 | 4 007 525 | 0 | 0 | 1 042 354 | 0 | 1 428 771 | 2 471 125 | 13 878 341 | 1 459 152 |
| 2076 | 15 974 | 6 108 | 201 980 | 324 357 | 1 269 138 | 5 607 060 | 303 071 | 4 207 901 | 0 | 0 | 1 094 472 | 0 | 1 396 999 | 2 491 471 | 14 427 061 | 1 628 858 |
| 2077 | 15 553 | 5 947 | 196 661 | 315 816 | 1 343 220 | 5 898 038 | 296 341 | 4 418 297 | 0 | 0 | 1 149 195 | 0 | 1 360 172 | 2 509 367 | 14 999 239 | 1 826 223 |
| 2078 | 15 069 | 5 762 | 190 541 | 305 986 | 1 421 006 | 6 203 565 | 288 537 | 4 639 211 | 0 | 0 | 1 206 655 | 0 | 1 317 802 | 2 524 457 | 15 594 134 | 2 057 627 |
| 2079 | 14 516 | 5 550 | 183 541 | 294 746 | 1 502 681 | 6 524 368 | 279 557 | 4 871 172 | 0 | 0 | 1 266 988 | 0 | 1 269 360 | 2 536 348 | 16 212 479 | 2 331 836 |
| 2080 | 13 886 | 5 309 | 175 580 | 281 962 | 1 588 440 | 6 861 212 | 269 287 | 5 114 731 | 0 | 0 | 1 330 337 | 0 | 1 214 272 | 2 544 609 | 16 855 016 | 2 660 879 |
| Итого 2022-2080 | 2 089 823 | 799 062 | 26 424 516 | 42 434 766 | 43 335 193 | 186 684 775 | 33 279 956 | 104 828 727 | 197 960 | 150 804 165 | 36 092 560 | 23 633 662 | 155 939 338 | 215 665 560 | 806 544 504 | 123 063 |

Таблица 4.2.1.6 – Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода, тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту

| Год | Расходы периода | | | | | Затраты на транспорт нефти | | Налоги и отчисления, входящие в расходы периода | | | Итого расходы периода | Обучение казахстанских специалистов | Отчисления в фонд ликвидации |
|------|-----------------|---|----------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|----------------------------|-------------------------------|---|--------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|------------------------------|
| | ФОТ АУП | Содержание АУП (транспорт, тех. ср-ва и узлы связи) | Другие общехозяйственные расходы | Возмещение исторических затрат | Социальное развитие региона | Затраты на транспорт нефти | Экспортная таможенная пошлина | Рентный налог | Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП | Прочие налоги и отчисления в Бюджет | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 2022 | 311 040 | 117 459 | 100 676 | 207 622 | 93 500 | 38 736 334 | 16 739 149 | 23 853 287 | 58 370 | 4 358 | 80 221 793 | 151 574 | 82 974 |
| 2023 | 326 592 | 119 808 | 102 690 | 207 622 | 93 500 | 36 667 081 | 15 844 961 | 22 579 070 | 61 288 | 4 480 | 76 007 092 | 149 229 | 74 801 |
| 2024 | 342 922 | 122 204 | 104 743 | 0 | 93 500 | 35 355 963 | 15 278 388 | 21 771 702 | 64 353 | 4 603 | 73 138 378 | 157 021 | 68 692 |
| 2025 | 360 068 | 124 648 | 106 838 | 0 | 93 500 | 34 051 064 | 14 714 501 | 23 175 339 | 67 570 | 4 756 | 72 698 284 | 162 812 | 63 007 |
| 2026 | 378 071 | 127 141 | 108 975 | 0 | 93 500 | 32 824 312 | 14 184 384 | 22 340 404 | 70 949 | 4 910 | 70 132 646 | 163 682 | 57 844 |
| 2027 | 396 975 | 129 684 | 111 155 | 0 | 93 500 | 31 668 290 | 13 684 832 | 22 579 972 | 74 496 | 5 063 | 68 743 967 | 164 691 | 53 150 |
| 2028 | 416 823 | 132 277 | 113 378 | 0 | 93 500 | 30 763 170 | 13 293 702 | 22 931 636 | 78 221 | 5 066 | 67 827 773 | 133 936 | 49 172 |
| 2029 | 437 665 | 134 923 | 115 645 | 0 | 93 500 | 29 901 838 | 12 921 494 | 22 289 577 | 82 132 | 5 069 | 65 981 842 | 130 189 | 45 519 |
| 2030 | 459 548 | 137 621 | 117 958 | 0 | 93 500 | 29 073 530 | 12 563 557 | 23 556 669 | 86 239 | 5 072 | 66 093 693 | 127 514 | 42 151 |
| 2031 | 482 525 | 140 374 | 120 317 | 0 | 93 500 | 28 590 946 | 12 355 018 | 23 165 659 | 90 551 | 5 075 | 65 043 965 | 125 932 | 39 477 |
| 2032 | 506 651 | 143 181 | 122 724 | 0 | 93 500 | 28 109 221 | 12 146 850 | 23 686 357 | 95 078 | 5 048 | 64 908 611 | 124 534 | 36 964 |
| 2033 | 531 984 | 146 045 | 125 178 | 0 | 93 500 | 27 489 127 | 11 878 888 | 24 054 749 | 99 832 | 5 052 | 64 424 355 | 123 251 | 34 427 |
| 2034 | 558 583 | 148 966 | 127 682 | 0 | 93 500 | 26 986 921 | 11 661 870 | 25 364 567 | 104 824 | 5 055 | 65 051 968 | 122 451 | 32 189 |
| 2035 | 586 512 | 151 945 | 130 235 | 0 | 93 500 | 26 395 852 | 11 406 451 | 24 809 031 | 110 065 | 4 999 | 63 688 590 | 121 093 | 0 |
| 2036 | 615 838 | 154 984 | 132 840 | 0 | 93 500 | 17 204 780 | 7 434 709 | 16 728 095 | 115 568 | 3 071 | 42 483 386 | 89 565 | 0 |
| 2037 | 646 630 | 158 084 | 135 497 | 0 | 93 500 | 17 100 848 | 7 389 797 | 17 735 512 | 121 347 | 3 076 | 43 384 289 | 84 435 | 0 |
| 2038 | 678 961 | 161 245 | 138 207 | 0 | 93 500 | 16 952 209 | 7 325 565 | 17 581 357 | 127 414 | 3 050 | 43 061 509 | 84 579 | 0 |
| 2039 | 712 909 | 164 470 | 140 971 | 0 | 93 500 | 16 794 774 | 7 257 533 | 17 418 079 | 133 785 | 3 055 | 42 719 075 | 85 018 | 0 |
| 2040 | 727 168 | 167 760 | 143 790 | 0 | 93 500 | 16 641 301 | 7 191 213 | 17 258 910 | 136 460 | 3 026 | 42 363 128 | 84 003 | 0 |
| 2041 | 741 711 | 171 115 | 146 666 | 0 | 93 500 | 16 544 212 | 7 149 257 | 17 158 218 | 139 189 | 2 998 | 42 146 866 | 83 097 | 0 |
| 2042 | 756 545 | 174 537 | 149 599 | 0 | 93 500 | 16 429 895 | 7 099 858 | 17 039 658 | 141 973 | 3 000 | 41 888 566 | 82 525 | 0 |
| 2043 | 771 676 | 178 028 | 152 591 | 0 | 93 500 | 16 342 363 | 7 062 032 | 16 948 878 | 144 813 | 2 972 | 41 696 853 | 81 803 | 0 |
| 2044 | 787 110 | 181 589 | 155 643 | 0 | 93 500 | 16 284 873 | 7 037 189 | 16 889 253 | 147 709 | 2 974 | 41 579 839 | 81 431 | 0 |
| 2045 | 802 852 | 185 220 | 158 756 | 0 | 93 500 | 16 250 922 | 7 022 518 | 16 854 042 | 150 663 | 2 916 | 41 521 389 | 80 591 | 0 |
| 2046 | 982 691 | 188 925 | 161 931 | 0 | 93 500 | 12 418 019 | 5 366 204 | 12 878 889 | 153 676 | 2 345 | 32 246 180 | 69 564 | 0 |
| 2047 | 1 002 344 | 192 703 | 165 170 | 0 | 93 500 | 12 404 518 | 5 360 370 | 12 864 887 | 156 750 | 2 347 | 32 242 590 | 67 309 | 0 |

Продолжение таблицы 4.2.1.6

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
|------------------------|-------------------|------------------|------------------|----------------|------------------|--------------------|--------------------|--------------------|------------------|----------------|----------------------|------------------|----------------|
| 2048 | 1 022 391 | 196 557 | 168 473 | 0 | 93 500 | 12 295 922 | 5 313 442 | 12 752 260 | 159 885 | 2 289 | 32 004 719 | 66 538 | 0 |
| 2049 | 1 073 511 | 200 488 | 171 843 | 0 | 93 500 | 12 275 572 | 5 304 648 | 12 731 156 | 167 879 | 2 295 | 32 020 892 | 67 467 | 0 |
| 2050 | 1 127 186 | 204 498 | 175 280 | 0 | 93 500 | 12 248 316 | 5 292 870 | 12 702 888 | 176 273 | 2 301 | 32 023 112 | 68 605 | 0 |
| 2051 | 1 183 546 | 208 588 | 178 785 | 0 | 93 500 | 11 885 020 | 5 135 879 | 12 326 109 | 185 087 | 2 126 | 31 198 640 | 67 140 | 0 |
| 2052 | 1 242 723 | 212 760 | 182 361 | 0 | 93 500 | 11 853 595 | 5 122 299 | 12 293 517 | 194 341 | 2 133 | 31 197 229 | 67 921 | 0 |
| 2053 | 1 304 859 | 217 015 | 186 008 | 0 | 93 500 | 11 812 066 | 5 104 353 | 12 250 448 | 204 058 | 2 140 | 31 174 447 | 69 176 | 0 |
| 2054 | 1 370 102 | 221 355 | 189 728 | 0 | 93 500 | 11 759 242 | 5 081 526 | 12 195 663 | 214 261 | 2 148 | 31 127 525 | 70 505 | 0 |
| 2055 | 1 438 607 | 225 783 | 193 523 | 0 | 93 500 | 10 153 505 | 4 387 638 | 10 530 332 | 224 974 | 1 763 | 27 249 625 | 62 550 | 0 |
| Итого 2022-2055 | 25 085 318 | 5 641 980 | 4 835 857 | 415 245 | 3 179 000 | 722 265 602 | 312 112 942 | 621 296 170 | 4 340 072 | 120 631 | 1 699 292 817 | 3 471 731 | 680 368 |
| 2056 | 1 510 538 | 230 298 | 197 393 | 0 | 93 500 | 10 085 146 | 4 358 098 | 10 459 436 | 236 223 | 1 741 | 27 172 374 | 59 876 | 0 |
| 2057 | 1 586 064 | 234 904 | 201 341 | 0 | 93 500 | 10 099 521 | 4 364 310 | 10 474 345 | 248 034 | 1 750 | 27 303 769 | 60 684 | 0 |
| 2058 | 1 665 368 | 239 602 | 205 368 | 0 | 93 500 | 10 104 917 | 4 366 642 | 10 479 941 | 260 436 | 1 759 | 27 417 533 | 62 080 | 0 |
| 2037 | 1 748 636 | 244 394 | 209 475 | 0 | 93 500 | 10 100 312 | 4 364 652 | 10 475 165 | 273 457 | 1 768 | 27 511 361 | 63 540 | 0 |
| 2060 | 1 530 056 | 249 282 | 213 665 | 0 | 93 500 | 10 084 593 | 4 357 859 | 10 458 862 | 287 130 | 1 748 | 27 276 696 | 64 476 | 0 |
| 2061 | 1 606 559 | 254 268 | 217 938 | 0 | 93 500 | 10 056 548 | 4 345 740 | 10 429 777 | 301 487 | 1 728 | 27 307 546 | 65 379 | 0 |
| 2062 | 1 686 887 | 259 353 | 222 297 | 0 | 93 500 | 10 063 992 | 4 348 957 | 10 437 497 | 316 561 | 1 739 | 27 430 784 | 61 585 | 0 |
| 2063 | 1 771 232 | 264 540 | 226 743 | 0 | 93 500 | 10 060 725 | 4 347 545 | 10 434 109 | 332 389 | 1 751 | 27 532 534 | 46 884 | 0 |
| 2064 | 1 859 793 | 269 831 | 231 278 | 0 | 93 500 | 10 045 564 | 4 340 994 | 10 418 385 | 349 009 | 1 763 | 27 610 116 | 48 890 | 0 |
| 2065 | 1 952 783 | 275 228 | 235 903 | 0 | 93 500 | 10 017 222 | 4 328 746 | 10 388 991 | 366 459 | 1 776 | 27 660 608 | 50 984 | 0 |
| 2066 | 2 050 422 | 280 732 | 240 621 | 0 | 93 500 | 9 974 302 | 4 310 199 | 10 344 478 | 384 782 | 1 789 | 27 680 826 | 53 170 | 0 |
| 2067 | 2 152 943 | 286 347 | 245 434 | 0 | 93 500 | 9 915 285 | 4 284 696 | 10 283 271 | 404 021 | 1 773 | 27 667 270 | 54 619 | 0 |
| 2068 | 2 260 590 | 292 074 | 250 342 | 0 | 93 500 | 9 838 521 | 4 251 524 | 10 203 658 | 424 222 | 1 787 | 27 616 220 | 56 795 | 0 |
| 2069 | 2 373 620 | 297 915 | 255 349 | 0 | 93 500 | 9 742 219 | 4 209 909 | 10 103 782 | 445 433 | 1 803 | 27 523 531 | 59 230 | 0 |
| 2070 | 2 492 301 | 303 874 | 260 456 | 0 | 93 500 | 9 624 432 | 4 159 010 | 9 981 624 | 467 705 | 1 819 | 27 384 721 | 61 771 | 0 |
| 2071 | 2 616 916 | 309 951 | 265 665 | 0 | 93 500 | 9 483 048 | 4 097 913 | 9 834 992 | 491 090 | 1 836 | 27 194 912 | 64 422 | 0 |
| 2072 | 2 747 762 | 316 150 | 270 979 | 0 | 93 500 | 9 354 650 | 4 042 429 | 9 701 829 | 515 645 | 1 824 | 27 044 767 | 66 148 | 0 |
| 2073 | 2 885 150 | 322 473 | 276 398 | 0 | 93 500 | 9 201 525 | 3 976 259 | 9 543 021 | 541 427 | 1 843 | 26 841 595 | 68 810 | 0 |
| 2074 | 3 029 407 | 328 922 | 281 926 | 0 | 93 500 | 9 021 266 | 3 898 363 | 9 356 072 | 568 498 | 1 862 | 26 579 817 | 71 798 | 0 |
| 2075 | 3 180 878 | 335 501 | 287 565 | 0 | 93 500 | 8 811 258 | 3 807 613 | 9 138 271 | 596 923 | 1 883 | 26 253 391 | 74 915 | 0 |
| 2076 | 3 339 921 | 342 211 | 293 316 | 0 | 93 500 | 8 615 584 | 3 723 056 | 8 935 334 | 626 769 | 1 905 | 25 971 596 | 78 196 | 0 |
| 2077 | 3 506 917 | 349 055 | 299 182 | 0 | 93 500 | 8 388 704 | 3 625 014 | 8 700 034 | 658 108 | 1 928 | 25 622 443 | 81 636 | 0 |
| 2078 | 3 682 263 | 356 036 | 305 166 | 0 | 93 500 | 8 127 617 | 3 512 191 | 8 429 257 | 691 013 | 1 952 | 25 198 996 | 85 226 | 0 |
| 2079 | 3 866 377 | 363 157 | 311 269 | 0 | 93 500 | 7 829 058 | 3 383 174 | 8 119 618 | 725 564 | 1 977 | 24 693 693 | 88 972 | 0 |
| 2080 | 4 059 695 | 370 420 | 317 495 | 0 | 93 500 | 7 489 475 | 3 236 430 | 7 767 432 | 761 842 | 2 003 | 24 098 293 | 92 880 | 0 |
| Итого 2022-2080 | 46 206 599 | 8 730 760 | 7 483 313 | 415 245 | 4 301 000 | 842 873 729 | 364 231 383 | 746 380 429 | 8 100 061 | 141 715 | 2 028 864 233 | 4 163 898 | 680 368 |

4.2.2.3 Бюджетная эффективность проекта

Анализ бюджетной эффективности инвестиционного проекта показывает влияние результатов осуществляемого проекта на доходы и расходы бюджета Республики Казахстан. В качестве основного показателя доходов государства от реализуемого проекта принимается бюджетный эффект, который выражается в увеличении бюджетных доходов или снижении бюджетных расходов в результате реализации проекта. Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности является Налоговый кодекс РК. Все налоговые обязательства Недропользователя рассчитываются и уплачиваются в национальной валюте тенге.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

–НДС, при реализации продукции на внутреннем рынке - 12% от облагаемого оборота. Предполагается, что возмещение налога на добавленную стоимость (НДС) из бюджета государства производится за счет всех налогов, уплачиваемых предприятием в бюджет РК;

–налоги и сборы, зависящие от фонда оплаты труда: обязательные выплаты в фонд государственного социального страхования (социальный налог), обязательного медицинского страхования и Пенсионный Фонд, ИПН у источника;

–налог на имущество – 1,5% от среднегодовой остаточной стоимости основных фондов (балансовая стоимость с вычетом износа оборудования);

–НДПИ – в соответствии с налоговым законодательством выплачивается в зависимости от уровня годовой добычи за каждый отдельный год деятельности по скользящей шкале ставок от стоимости добытых углеводородов, исчисленной по средневзвешенной цене их реализации без учета косвенных налогов;

–рентный налог на экспортируемую сырую нефть начислен по скользящей шкале ставок, согласно НК РК;

–экспортная таможенная пошлина – по скользящей шкале ставок от продажи за тенге/тонну;

–корпоративный подоходный налог - 20% от налогооблагаемого дохода;

–налог на сверхприбыль начислен в процентах к размеру, превышающему 25% отношения чистого дохода к вычетам и т.д.

Результаты расчета бюджетной эффективности представлены в таблице 4.2.1.7 - 4.2.1.8 по вариантам 1 и 2 представлены в приложениях.

Таблица 4.2.1.7 – Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 3 варианте, тыс.тенге

| Год | Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода) | Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на 1 тн нефти | Балансовая прибыль (+), убыток (-) | Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода | Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода | Налогооблагаемый доход |
|-----------------|--|---|------------------------------------|--|---|------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 2022 | 99 736 341 | 179 681 | 33 500 657 | 5 715 118 | 105 147 806 | 33 378 572 |
| 2023 | 96 174 748 | 192 195 | 29 942 880 | 4 819 321 | 100 666 314 | 30 888 557 |
| 2024 | 93 261 060 | 202 948 | 28 345 107 | 4 366 044 | 97 273 596 | 29 844 029 |
| 2025 | 92 950 852 | 220 525 | 24 165 458 | 4 129 789 | 96 697 167 | 26 113 311 |
| 2026 | 90 631 542 | 234 212 | 22 270 544 | 3 880 695 | 94 096 683 | 24 701 686 |
| 2027 | 89 420 610 | 251 494 | 19 505 239 | 3 647 581 | 92 618 309 | 22 371 574 |
| 2028 | 88 320 437 | 268 494 | 17 492 173 | 2 630 245 | 90 478 307 | 21 301 262 |
| 2029 | 85 971 034 | 282 324 | 16 878 948 | 1 897 962 | 87 373 003 | 21 053 782 |
| 2030 | 85 695 928 | 303 910 | 14 305 017 | 1 370 928 | 86 546 063 | 18 671 256 |
| 2031 | 84 429 377 | 319 696 | 13 911 681 | 991 684 | 84 874 227 | 18 392 830 |
| 2032 | 84 091 981 | 340 069 | 12 592 142 | 718 858 | 84 240 123 | 17 099 127 |
| 2033 | 83 407 892 | 362 157 | 11 143 364 | 522 666 | 83 331 306 | 15 598 314 |
| 2034 | 83 903 459 | 389 642 | 8 920 416 | 381 662 | 83 655 907 | 13 298 346 |
| 2035 | 82 314 455 | 410 364 | 8 476 386 | 274 797 | 81 936 585 | 12 746 169 |
| 2036 | 55 946 689 | 449 307 | 3 230 662 | 197 854 | 55 728 317 | 6 528 843 |
| 2037 | 56 603 054 | 480 208 | 2 216 813 | 142 455 | 56 308 472 | 5 504 137 |
| 2038 | 56 294 028 | 505 863 | 2 014 583 | 102 567 | 55 942 342 | 5 252 569 |
| 2039 | 56 010 536 | 533 435 | 1 756 562 | 73 849 | 55 607 419 | 4 938 401 |
| 2040 | 55 514 810 | 560 269 | 1 724 406 | 53 171 | 55 086 439 | 4 847 317 |
| 2041 | 55 184 130 | 588 210 | 1 704 507 | 38 283 | 54 736 305 | 4 772 094 |
| 2042 | 54 853 124 | 618 188 | 1 642 426 | 27 564 | 54 384 858 | 4 652 608 |
| 2043 | 54 562 861 | 649 121 | 1 631 703 | 19 846 | 54 082 228 | 4 587 029 |
| 2044 | 54 403 890 | 681 990 | 1 592 988 | 14 289 | 53 907 690 | 4 496 678 |
| 2045 | 54 233 366 | 715 337 | 1 646 768 | 10 288 | 53 733 918 | 4 502 063 |
| 2046 | 43 026 363 | 779 818 | -325 980 | 7 407 | 42 620 062 | 2 272 388 |
| 2047 | 42 892 592 | 817 152 | -238 633 | 5 333 | 42 475 943 | 2 338 460 |
| 2048 | 42 535 602 | 858 383 | -255 061 | 3 840 | 42 120 653 | 2 286 697 |
| 2049 | 42 698 705 | 906 258 | -488 137 | 2 765 | 42 261 741 | 2 024 563 |
| 2050 | 42 859 970 | 957 291 | -743 126 | 1 991 | 42 400 246 | 1 739 921 |
| 2051 | 41 806 818 | 1 010 427 | -939 197 | 1 433 | 41 363 850 | 1 503 725 |
| 2052 | 41 967 380 | 1 067 846 | -1 207 818 | 1 032 | 41 501 791 | 1 213 557 |
| 2053 | 42 123 381 | 1 129 363 | -1 506 618 | 743 | 41 634 172 | 888 660 |
| 2054 | 42 265 327 | 1 195 172 | -1 830 203 | 535 | 41 751 412 | 539 588 |
| 2055 | 37 194 582 | 1 279 023 | -2 280 918 | 385 | 36 761 193 | 15 859 |
| Итого 2022-2055 | 2 213 286 923 | 359 093 | 270 795 737 | 36 052 980 | 2 233 344 445 | 370 363 976 |
| 2056 | 36 976 301 | 1 344 143 | -2 297 695 | 277 | 36 529 709 | 0 |
| 2057 | 37 272 037 | 1 420 613 | -2 544 002 | 200 | 36 803 024 | 0 |
| 2058 | 37 604 443 | 1 504 143 | -2 857 851 | 144 | 37 111 913 | 0 |
| 2037 | 37 927 157 | 1 593 630 | -3 196 400 | 104 | 37 409 953 | 0 |
| 2060 | 37 851 329 | 1 672 569 | -3 174 626 | 75 | 37 318 676 | 0 |
| 2061 | 38 050 341 | 1 770 354 | -3 470 071 | 54 | 37 501 999 | 0 |
| 2062 | 37 903 727 | 1 850 340 | -3 297 861 | 39 | 37 327 950 | 0 |
| 2063 | 36 642 654 | 1 878 827 | -2 048 022 | 28 | 36 038 076 | 0 |
| 2064 | 37 062 089 | 1 998 362 | -2 519 590 | 20 | 36 427 273 | 0 |

Продолжение таблицы 4.2.1.7

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|------------------------|----------------------|----------------|--------------------|-------------------|----------------------|--------------------|
| 2065 | 37 468 314 | 2 127 280 | -3 023 270 | 14 | 36 801 750 | 0 |
| 2066 | 37 858 648 | 2 266 625 | -3 561 188 | 10 | 37 158 751 | 0 |
| 2067 | 38 116 522 | 2 410 430 | -4 021 997 | 7 | 37 396 325 | 0 |
| 2068 | 38 460 065 | 2 573 688 | -4 628 511 | 5 | 37 703 856 | 0 |
| 2069 | 38 777 802 | 2 751 632 | -5 277 440 | 4 | 37 983 780 | 0 |
| 2070 | 39 065 626 | 2 946 280 | -5 970 334 | 3 | 38 231 903 | 0 |
| 2071 | 39 319 202 | 3 160 097 | -6 710 122 | 2 | 38 443 791 | 0 |
| 2072 | 39 493 583 | 3 378 562 | -7 326 057 | 1 | 38 593 160 | 0 |
| 2073 | 39 772 475 | 3 631 993 | -8 130 293 | 1 | 38 827 030 | 0 |
| 2074 | 40 012 034 | 3 913 224 | -8 989 812 | 1 | 39 019 317 | 0 |
| 2075 | 40 206 647 | 4 227 277 | -9 906 675 | 1 | 39 164 294 | 0 |
| 2076 | 40 476 852 | 4 569 957 | -10 849 837 | 0 | 39 382 381 | 0 |
| 2077 | 40 703 318 | 4 955 806 | -11 856 560 | 0 | 39 554 123 | 0 |
| 2078 | 40 878 355 | 5 393 850 | -12 929 479 | 0 | 39 671 700 | 0 |
| 2079 | 40 995 144 | 5 896 318 | -14 073 000 | 0 | 39 728 156 | 0 |
| 2080 | 41 046 189 | 6 479 907 | -15 291 838 | 0 | 39 715 852 | 0 |
| Итого 2022-2080 | 3 183 227 776 | 485 698 | 234 783 166 | 36 053 951 | 2 677 169 845 | 370 363 976 |

Таблица 4.2.1.8 – Расчет бюджетной эффективности 3 варианта разработки, тыс. тенге

| Год | ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс.тенге | | | | | | | | | | | | Дисконтированный доход РК при | | |
|------------------------|------------------------------|------------------|--|--------------------|---------------------------|--------------------------|-----------------------------|----------------------------------|-------------------|----------|--------------------------------|----------------------|-------------------------------|--------------------|--------------------|
| | Социальный налог | ИПН | Экспортная таможенная пошлина на нефть | Налог на имущество | Аренда земельных участков | Рентный налог на экспорт | НДПИ на добычу нефти и газа | Прочие налоги и платежи в бюджет | КПН | НСП | Возмещение исторических затрат | Суммарный доход РК | 5,0% | 10,0% | 15,0% |
| | | | | | | | | | | | | | 14 | 15 | 16 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 2022 | 189 632 | 172 392 | 16 739 149 | 861 749 | 43 | 23 853 287 | 6 330 663 | 4 315 | 6 675 714 | 0 | 207 622 | 54 826 943 | 52 413 872 | 47 856 144 | 45 862 138 |
| 2023 | 203 785 | 185 259 | 15 844 961 | 900 762 | 45 | 22 579 070 | 5 990 075 | 4 436 | 6 177 711 | 0 | 207 622 | 51 886 104 | 47 250 545 | 39 390 341 | 36 176 199 |
| 2024 | 218 879 | 198 981 | 15 278 388 | 931 951 | 47 | 21 771 702 | 5 773 672 | 4 556 | 5 968 806 | 0 | | 50 146 982 | 43 318 849 | 32 972 455 | 29 020 244 |
| 2025 | 236 261 | 214 783 | 14 714 501 | 965 644 | 49 | 23 175 339 | 5 558 550 | 4 707 | 5 222 662 | 0 | | 50 092 496 | 41 211 221 | 28 640 547 | 24 157 261 |
| 2026 | 254 834 | 231 668 | 14 184 384 | 994 563 | 52 | 22 340 404 | 5 356 429 | 4 858 | 4 940 337 | 0 | | 48 307 529 | 37 850 213 | 24 017 379 | 19 413 712 |
| 2027 | 274 674 | 249 704 | 13 684 832 | 1 015 210 | 54 | 22 579 972 | 5 166 071 | 5 009 | 4 474 315 | 0 | | 47 449 840 | 35 407 801 | 20 513 875 | 15 890 855 |
| 2028 | 288 408 | 262 189 | 13 293 702 | 1 009 365 | 57 | 22 931 636 | 5 016 833 | 5 009 | 4 260 252 | 0 | | 47 067 451 | 33 449 959 | 17 694 398 | 13 135 662 |
| 2029 | 302 828 | 275 298 | 12 921 494 | 980 750 | 60 | 22 289 577 | 4 874 901 | 5 009 | 4 210 756 | 0 | | 45 860 673 | 31 040 309 | 14 991 935 | 10 665 727 |
| 2030 | 317 969 | 289 063 | 12 563 557 | 952 123 | 63 | 23 556 669 | 4 738 503 | 5 009 | 3 734 251 | 0 | | 46 157 207 | 29 753 347 | 13 120 759 | 8 945 576 |
| 2031 | 333 868 | 303 516 | 12 355 018 | 923 483 | 66 | 23 165 659 | 4 658 578 | 5 009 | 3 678 566 | 0 | | 45 423 762 | 27 886 249 | 11 228 059 | 7 336 191 |
| 2032 | 348 749 | 317 045 | 12 146 850 | 894 827 | 69 | 23 686 357 | 4 578 895 | 4 979 | 3 419 825 | 0 | | 45 397 596 | 26 543 034 | 9 757 906 | 6 109 971 |
| 2033 | 366 187 | 332 897 | 11 878 888 | 866 154 | 73 | 24 054 749 | 4 476 774 | 4 979 | 3 119 663 | 0 | | 45 100 364 | 25 113 570 | 8 429 580 | 5 058 306 |
| 2034 | 384 496 | 349 542 | 11 661 870 | 837 467 | 76 | 25 364 567 | 4 393 949 | 4 979 | 2 659 669 | 0 | | 45 656 616 | 24 212 678 | 7 420 477 | 4 267 244 |
| 2035 | 399 526 | 363 206 | 11 406 451 | 808 624 | 80 | 24 809 031 | 4 296 746 | 4 919 | 2 549 234 | 0 | | 44 637 816 | 22 545 131 | 6 308 603 | 3 476 686 |
| 2036 | 278 559 | 253 235 | 7 434 709 | 779 435 | 84 | 16 728 095 | 2 800 013 | 2 987 | 1 305 769 | 0 | | 29 582 887 | 14 229 874 | 3 635 574 | 1 920 091 |
| 2037 | 292 486 | 265 897 | 7 389 797 | 750 051 | 88 | 17 735 512 | 2 782 531 | 2 987 | 1 100 827 | 0 | | 30 320 178 | 13 890 023 | 3 240 159 | 1 639 955 |
| 2038 | 304 683 | 276 984 | 7 325 565 | 720 664 | 93 | 17 581 357 | 2 757 809 | 2 957 | 1 050 514 | 0 | | 30 020 626 | 13 097 900 | 2 789 693 | 1 353 127 |
| 2039 | 319 917 | 290 834 | 7 257 533 | 691 273 | 97 | 17 418 079 | 2 731 692 | 2 957 | 987 680 | 0 | | 29 700 061 | 12 340 989 | 2 399 917 | 1 115 565 |
| 2040 | 323 715 | 294 286 | 7 191 213 | 661 878 | 99 | 17 258 910 | 2 706 252 | 2 927 | 969 463 | 0 | | 29 408 744 | 11 638 039 | 2 066 415 | 920 519 |
| 2041 | 327 537 | 297 761 | 7 149 257 | 632 476 | 101 | 17 158 218 | 2 690 011 | 2 897 | 954 419 | 0 | | 29 212 676 | 11 009 950 | 1 784 903 | 761 985 |
| 2042 | 334 088 | 303 716 | 7 099 858 | 603 070 | 103 | 17 039 658 | 2 670 996 | 2 897 | 930 522 | 0 | | 28 984 907 | 10 403 911 | 1 539 988 | 630 037 |
| 2043 | 338 010 | 307 282 | 7 062 032 | 573 660 | 105 | 16 948 878 | 2 656 361 | 2 867 | 917 406 | 0 | | 28 806 600 | 9 847 533 | 1 330 882 | 521 801 |
| 2044 | 344 770 | 313 427 | 7 037 189 | 544 246 | 108 | 16 889 253 | 2 646 632 | 2 867 | 899 336 | 0 | | 28 677 827 | 9 336 678 | 1 152 115 | 432 890 |
| 2045 | 345 923 | 314 476 | 7 022 518 | 514 823 | 110 | 16 854 042 | 2 640 749 | 2 806 | 900 413 | 0 | | 28 595 860 | 8 866 659 | 998 976 | 359 711 |
| 2046 | 297 202 | 270 183 | 5 366 204 | 485 317 | 112 | 12 878 889 | 2 017 643 | 2 233 | 454 478 | 0 | | 21 772 261 | 6 429 409 | 661 390 | 228 230 |
| 2047 | 303 146 | 275 587 | 5 360 370 | 455 736 | 114 | 12 864 887 | 2 015 196 | 2 233 | 467 692 | 0 | | 21 744 961 | 6 115 569 | 574 400 | 189 953 |
| 2048 | 303 115 | 275 559 | 5 313 442 | 426 146 | 116 | 12 752 260 | 1 997 315 | 2 173 | 457 339 | 0 | | 21 527 466 | 5 766 095 | 494 483 | 156 711 |
| 2049 | 318 271 | 289 337 | 5 304 648 | 396 547 | 122 | 12 731 156 | 1 993 783 | 2 173 | 404 913 | 0 | | 21 440 949 | 5 469 450 | 428 257 | 130 068 |
| 2050 | 334 184 | 303 804 | 5 292 870 | 366 948 | 128 | 12 702 888 | 1 989 140 | 2 173 | 347 984 | 0 | | 21 340 119 | 5 184 504 | 370 646 | 107 880 |
| 2051 | 329 732 | 299 756 | 5 135 879 | 337 324 | 135 | 12 326 109 | 1 929 941 | 1 992 | 300 745 | 0 | | 20 661 611 | 4 780 631 | 312 053 | 87 042 |
| 2052 | 346 218 | 314 744 | 5 122 299 | 307 674 | 142 | 12 293 517 | 1 924 649 | 1 992 | 242 711 | 0 | | 20 553 945 | 4 475 773 | 266 749 | 71 305 |
| 2053 | 363 529 | 330 481 | 5 104 353 | 278 025 | 149 | 12 250 448 | 1 917 726 | 1 992 | 177 732 | 0 | | 20 424 434 | 4 249 098 | 231 219 | 59 232 |
| 2054 | 381 705 | 347 005 | 5 081 526 | 248 375 | 156 | 12 195 663 | 1 908 980 | 1 992 | 107 918 | 0 | | 20 273 320 | 4 030 510 | 200 253 | 49 162 |
| 2055 | 345 059 | 313 690 | 4 387 638 | 218 658 | 164 | 10 530 332 | 1 648 166 | 1 599 | 3 172 | 0 | | 17 448 478 | 3 320 798 | 150 644 | 35 442 |
| Итого 2022-2055 | 10 651 944 | 9 683 586 | 312 112 942 | 22 934 995 | 3 160 | 621 296 170 | 117 636 226 | 117 471 | 74 072 795 | 0 | 415 245 | 1 168 509 291 | 642 480 169 | 306 971 175 | 240 286 476 |
| 2056 | 357 810 | 325 282 | 4 358 098 | 188 867 | 172 | 10 459 436 | 1 636 937 | 1 569 | 0 | 0 | | 17 328 173 | 3 141 429 | 130 115 | 29 337 |
| 2057 | 375 701 | 341 546 | 4 364 310 | 159 070 | 181 | 10 474 345 | 1 639 144 | 1 569 | 0 | 0 | | 17 355 865 | 2 996 619 | 113 325 | 24 486 |
| 2058 | 394 486 | 358 623 | 4 366 642 | 129 272 | 190 | 10 479 941 | 1 639 900 | 1 569 | 0 | 0 | | 17 370 623 | 2 856 349 | 98 627 | 20 423 |
| 2037 | 414 210 | 376 555 | 4 364 652 | 99 475 | 199 | 10 475 165 | 1 639 038 | 1 569 | 0 | 0 | | 17 370 863 | 2 720 370 | 85 764 | 17 019 |
| 2060 | 429 449 | 390 408 | 4 357 859 | 69 669 | 209 | 10 458 862 | 1 636 378 | 1 539 | 0 | 0 | | 17 344 374 | 2 586 878 | 74 463 | 14 161 |
| 2061 | 445 176 | 404 706 | 4 345 740 | 39 848 | 220 | 10 429 777 | 1 631 724 | 1 509 | 0 | 0 | | 17 298 699 | 2 457 206 | 64 580 | 11 770 |
| 2062 | 467 435 | 424 941 | 4 348 957 | 12 466 | 230 | 10 437 497 | 1 632 833 | 1 509 | 0 | 0 | | 17 325 869 | 2 343 871 | 56 245 | 9 823 |
| 2063 | 490 807 | 446 188 | 4 347 545 | 0 | 242 | 10 434 109 | 1 632 209 | 1 509 | 0 | 0 | | 17 352 609 | 2 235 704 | 48 984 | 8 199 |
| 2064 | 515 347 | 468 498 | 4 340 994 | 0 | 254 | 10 418 385 | 1 629 660 | 1 509 | 0 | 0 | | 17 374 646 | 2 131 946 | 42 649 | 6 841 |
| 2065 | 541 115 | 491 922 | 4 328 746 | 0 | 267 | 10 388 991 | 1 624 977 | 1 509 | 0 | 0 | | 17 377 528 | 2 030 761 | 37 092 | 5 702 |
| 2066 | 568 170 | 516 519 | 4 310 199 | 0 | 280 | 10 344 478 | 1 617 934 | 1 509 | 0 | 0 | | 17 359 090 | 1 932 006 | 32 220 | 4 746 |
| 2067 | 588 880 | 535 345 | 4 284 696 | 0 | 294 | 10 283 271 | 1 608 285 | 1 479 | 0 | 0 | | 17 302 250 | 1 833 981 | 27 926 | 3 942 |
| 2068 | 618 324 | 562 113 | 4 251 524 | 0 | 309 | 10 203 658 | 1 595 761 | 1 479 | 0 | 0 | | 17 233 169 | 1 739 675 | 24 186 | 3 272 |
| 2069 | 649 240 | 590 218 | 4 209 909 | 0 | 324 | 10 103 782 | 1 580 074 | 1 479 | 0 | 0 | | 17 135 027 | 1 647 398 | 20 912 | 2 711 |

Продолжение таблицы 4.2.1.8

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
|------------------------|-------------------|-------------------|--------------------|-------------------|---------------|--------------------|--------------------|----------------|-------------------|----------|----------------|----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 2070 | 681 702 | 619 729 | 4 159 010 | 0 | 341 | 9 981 624 | 1 560 906 | 1 479 | 0 | 0 | | 17 004 791 | 1 557 025 | 18 046 | 2 242 |
| 2071 | 715 787 | 650 716 | 4 097 913 | 0 | 358 | 9 834 992 | 1 537 916 | 1 479 | 0 | 0 | | 16 839 161 | 1 468 438 | 15 539 | 1 850 |
| 2072 | 741 751 | 674 319 | 4 042 429 | 0 | 375 | 9 701 829 | 1 517 037 | 1 448 | 0 | 0 | | 16 679 188 | 1 385 226 | 13 384 | 1 527 |
| 2073 | 778 838 | 708 035 | 3 976 259 | 0 | 394 | 9 543 021 | 1 492 152 | 1 448 | 0 | 0 | | 16 500 147 | 1 305 101 | 11 513 | 1 259 |
| 2074 | 817 780 | 743 436 | 3 898 363 | 0 | 414 | 9 356 072 | 1 462 871 | 1 448 | 0 | 0 | | 16 280 386 | 1 226 399 | 9 878 | 1 035 |
| 2075 | 858 669 | 780 608 | 3 807 613 | 0 | 435 | 9 138 271 | 1 428 771 | 1 448 | 0 | 0 | | 16 015 815 | 1 149 018 | 8 450 | 849 |
| 2076 | 901 603 | 819 639 | 3 723 056 | 0 | 456 | 8 935 334 | 1 396 999 | 1 448 | 0 | 0 | | 15 778 535 | 1 078 091 | 7 239 | 697 |
| 2077 | 946 683 | 860 621 | 3 625 014 | 0 | 479 | 8 700 034 | 1 360 172 | 1 448 | 0 | 0 | | 15 494 451 | 1 008 267 | 6 182 | 570 |
| 2078 | 994 017 | 903 652 | 3 512 191 | 0 | 503 | 8 429 257 | 1 317 802 | 1 448 | 0 | 0 | | 15 158 870 | 939 457 | 5 259 | 465 |
| 2079 | 1 043 718 | 948 834 | 3 383 174 | 0 | 528 | 8 119 618 | 1 269 360 | 1 448 | 0 | 0 | | 14 766 680 | 871 573 | 4 455 | 377 |
| 2080 | 1 095 904 | 996 276 | 3 236 430 | 0 | 555 | 7 767 432 | 1 214 272 | 1 448 | 0 | 0 | | 14 312 316 | 804 528 | 3 754 | 305 |
| Итого 2022-2080 | 27 084 546 | 24 622 315 | 414 154 269 | 23 633 662 | 11 369 | 866 195 354 | 155 939 338 | 154 768 | 74 072 795 | 0 | 415 245 | 1 585 868 416 | 687 927 484 | 307 931 962 | 240 460 085 |

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки

Были рассмотрены технико-экономические показатели 3 вариантов разработки.

По первому варианту разработки месторождения суммарные поступления за 27 лет рентабельного периода составят 1 696 059,4 млн.тенге. Предполагается бурение 5 новых скважин. За этот период будет добыто 4 799,3 тыс.тн. нефти, достигается КИН-28,2%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5, 15, 20%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения, соответственно 186 271,3 млн.тенге, 121 750,0 млн. тенге, 103 186,1 млн.тенге. Капитальные затраты составят 5 340,5 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны нефти составит 302 819,5 тенге.

По второму варианту разработки месторождения суммарные поступления за 32 года рентабельного периода составят 2 008 158,6 млн.тенге. Предполагается бурение 10 новых скважин. За этот период будет добыто 5 288,5 тыс.тн. нефти, достигается КИН-29,9%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5, 15, 20%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения, соответственно 200 542,4 млн. тенге, 127 593,3 млн. тенге, 107 496,8 млн.тенге. Капитальные затраты составят 8 022,8 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны нефти составит 332 307,1 тенге.

Третий вариант рекомендуемый по сравнению с остальными вариантами разработки месторождения имеет наиболее привлекательные экономические показатели. Суммарные поступления за 34 года рентабельного периода составят 2 483 569,8 млн.тенге, при общих капитальных затратах 19 856,4 млн.тенге. За этот период будет добыто 6 163,5 тыс.т нефти, достигается КИН – 32,8%. С точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей 3 вариант является наиболее целесообразным, данный вариант по показателям является более привлекательным для предприятия и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5, 10, 15%, составят – 230 157,1 млн.тенге; 138 580,9 млн.тенге; 114 929,2 млн.тенге. Себестоимость нефти составит 359 093,1 тенге. Суммарный доход государства составит 1 168 509,3 млн.тенге.

Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 15,9 %.

Таким образом, 3 вариант с точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, что наглядно видно на рис.5.1.1 -5.1.2.. В связи с этим данный вариант рекомендован к реализации.

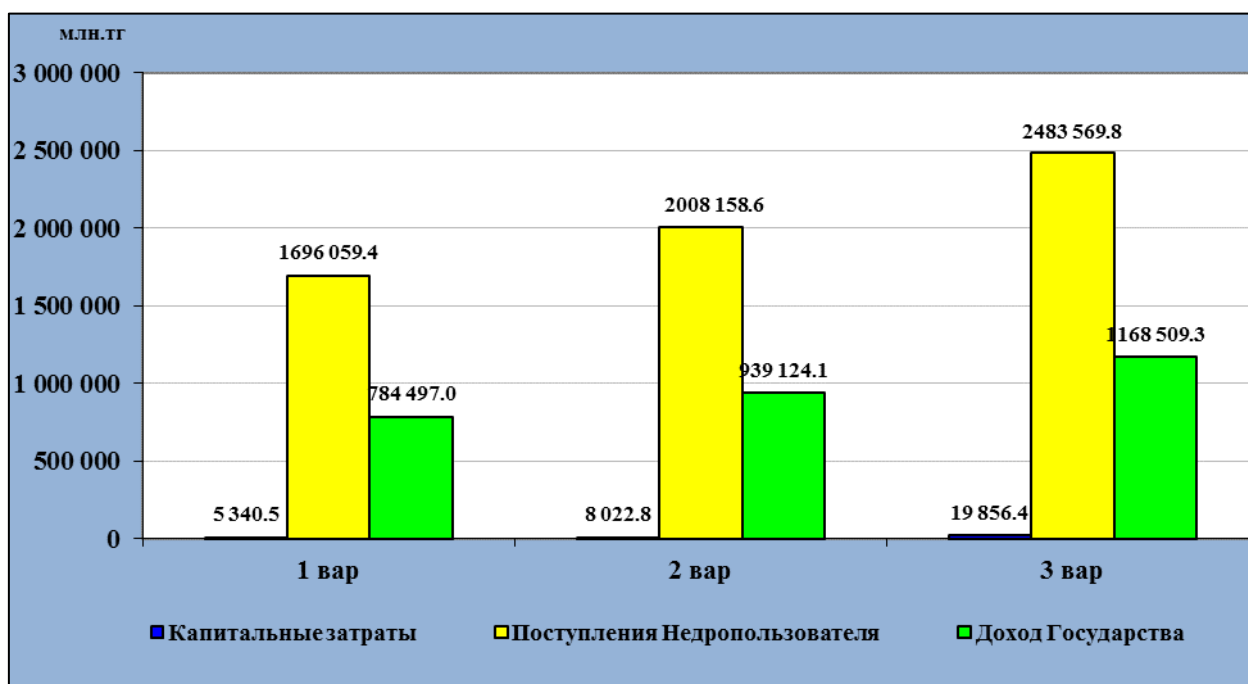


Рисунок 5.1.1 – Сравнение экономических показателей по вариантам за проектный рентабельный период

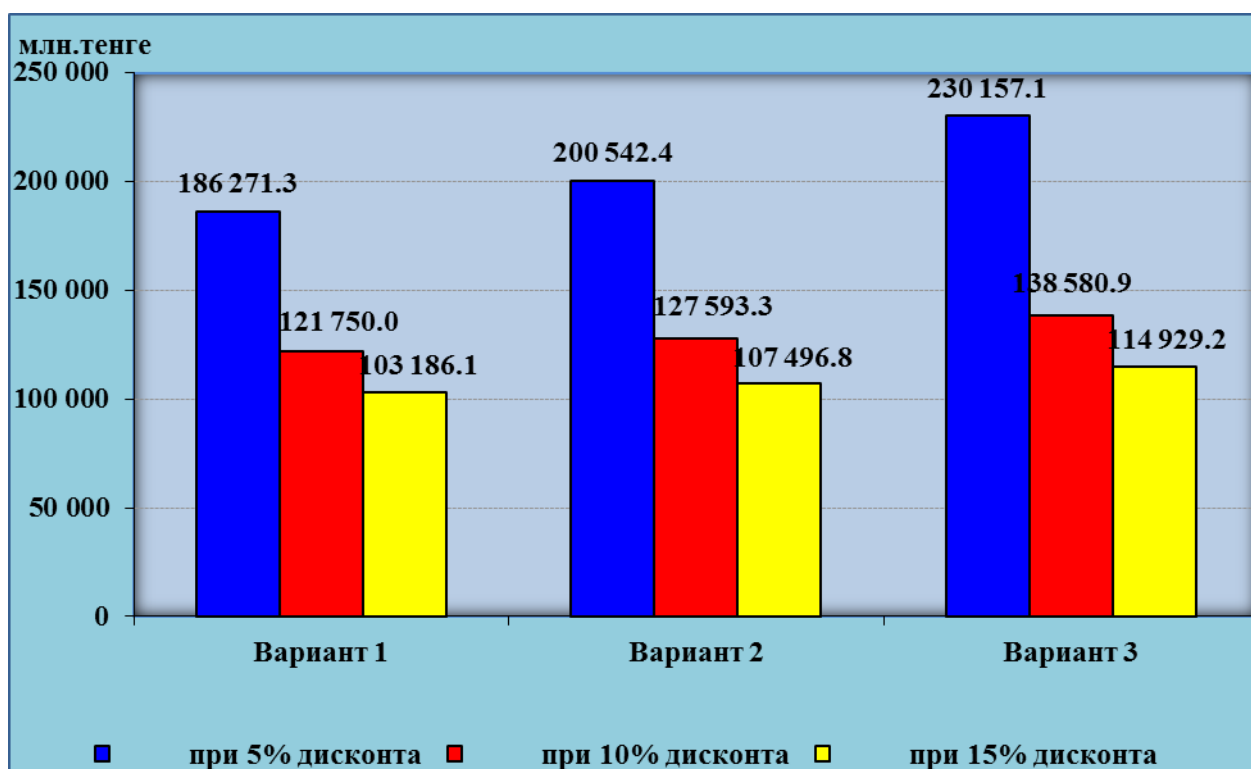


Рисунок 5.1.2 – Чистые дисконтированные поступления при ставках дисконта 10, 15, 20%, по вариантам за проектный рентабельный период

Результаты расчетов технико-экономических показателей за рентабельный период и сравнительный анализ экономических показателей по вариантам разработки представлены в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 – Техничко-экономические показатели вариантов разработки, млн.тенге

| № | Наименование показателей | Вариант 1 | | Вариант 2 | | Вариант 3 | |
|----|--|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | | Расчетный | Прибыльный | Расчетный | Прибыльный | Расчетный | Прибыльный |
| 1 | Период расчета, годы | 2022-2080 | 2022-2048 | 2022-2080 | 2022-2053 | 2022-2080 | 2022-2055 |
| 2 | Ввод добывающих скважин, шт. | 5 | 5 | 10 | 10 | 29 | 29 |
| 3 | Выбытие скважин, шт. | 108 | 87 | 103 | 86 | 113 | 108 |
| 4 | Суммарная добычи нефти, тыс.т | 5 178,9 | 4 799,3 | 5 649,6 | 5 288,5 | 6 553,9 | 6 163,5 |
| 5 | Добыча жидкости, тыс.т | 38 119 | 32 926 | 39 608 | 35 782 | 37 475 | 33 885 |
| 6 | Закачка воды, тыс.м ³ | 22 635 | 18 245 | 19 053 | 15 789 | 24 712 | 22 060 |
| 7 | Суммарная продажа нефти, тыс.т | 5 101,2 | 4 727,4 | 5 564,9 | 5 209,2 | 6 455,6 | 6 071,1 |
| 8 | Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге | 2 298 699,9 | 1 696 059,4 | 2 710 040,9 | 2 008 158,6 | 3 295 541,2 | 2 483 569,8 |
| 9 | Эксплуатационные затраты, млн.тенге | 2 256 223,2 | 1 453 334,4 | 2 627 716,8 | 1 757 417,8 | 3 183 227,8 | 2 213 286,9 |
| 10 | Средние общие затраты на 1 т нефти, тенге/т | 435 660,4 | 302 819,5 | 465 113,0 | 332 307,1 | 485 697,6 | 359 093,1 |
| 11 | Капитальные вложения (без НДС), млн.тенге | 5 507,2 | 5 340,5 | 8 175,5 | 8 022,8 | 19 919,9 | 19 856,4 |
| 12 | Удельные капитальные вложения, тенге/т | 1 063,4 | 1 112,7 | 1 447,1 | 1 517,0 | 3 039,4 | 3 221,6 |
| 13 | Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге | 281 804,3 | 281 804,3 | 313 694,0 | 313 694,0 | 370 364,0 | 370 364,0 |
| 14 | Корпоративный подоходный налог, млн.тенге | 56 360,9 | 56 360,9 | 62 738,8 | 62 738,8 | 74 072,8 | 74 072,8 |
| 15 | Налог на сверхприбыль, млн.тенге | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 16 | Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 15 %, млн.тенге | 121 437,3 | 121 750,0 | 127 427,0 | 127 593,3 | 138 455,3 | 138 580,9 |
| 17 | Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR), % | -9,8% | 15,5% | -5,9% | 15,8% | -8,8% | 15,9% |
| 18 | Срок окупаемости, лет | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | Дисконтированный срок окупаемости, лет | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | Накопленный поток денежной наличности, млн.тенге | 67 882,5 | 247 143,2 | 136 479,1 | 275 511,2 | 190 038,6 | 332 875,7 |
| 21 | Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге | 1 114 366,0 | 784 497,0 | 1 289 658,6 | 939 124,1 | 1 585 868,4 | 1 168 509,3 |
| 22 | Коэффициент извлечения нефти КИН, % | 0,295% | 0,282% | 0,311% | 0,299% | 0,341% | 0,328% |

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

По состоянию на 01.01.2022 г. действующий фонд скважин месторождения Морское включая блок Огайское составляет 122 единицы, скважины 6 и 11 находятся в бездействующем фонде.

86 скважин действующего фонда эксплуатируются механизированным способом с использованием ВШНУ, 31 скважина – с использованием УЭЦН, 5 скважин фонтанируют.

Работа скважин осложняется тем, что в составе нефти отложений Восточного, Западного и Огайского блоков месторождения Морское содержание парафина составляет до 3,08%, смол – до 32,4%, асфальтенов – до 5,69%. Средняя обводненность продукции скважин месторождения Морское составляет 54,8%.

Эксплуатация скважин фонтанным способом

По состоянию на 01.01.2022 г. фонтанным способом эксплуатируются 5 скважин действующего фонда, из них скважина 10 разрабатывает I объект, скважина 396 – II объект, скважины 509, 510, 529 – III объект.

Параметры работы скважин приведены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Характеристика работы фонтанных скважин

| № скв | Объект Горизонт | Интервал перфорации | Глубина спуска НКТ | Параметры работы по состоянию на 01.01.2022 г. | | | | Рзб*, МПа Дата замера | Рпл*, МПа Дата замера |
|-------|--------------------|---|--------------------------|---|--------------------------|-----------|---------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| | | | | дебит ж- сти, т/сут | дебит нефти, т/сут | % воды | Диаметр штуцера, мм | | |
| 10 | I K1a13-K1a | 1170,5-1176,5 1248,0-1263,0 | 1120,0 | 79,4 | 14,7 | 81,5 | 9 | 12,1 | 12,6 |
| 396 | II K1a+K1ne1A | 1517,0-1520,0 1541,0-1546,0 | 1388,2 | 6,0 | 3,1 | 47,6 | 8 | - | - |
| 149 | III K1ne2-1 | 1269,5-1274,5 1275,5-1278,5 1279,5-1285,5 | 1195,0 | 30,5 | 23,4 | 23,4 | 8 | - | - |
| 510 | III K1nc1-B | 1265,0-1282,0 1284,0-1458,0 1491,0-1500,0 | 1205,6 | 18,1 | 16,4 | 9,6 | 8 | - | - |
| 529 | III K1nc1-B | 1243,6-1560,7 | 1218,9 | 12,0 | 10,9 | 8,6 | 10 | - | - |

*-из технологических режимов работы скважин

Скважины фонтанируют со средним дебитом жидкости 29,2 т/сут, нефти 13,7 т/сут при обводненности от 8,6% до 81,5 %.

Забойное давление в исследованной фонтанной скважине 10 превышает давление насыщения для I объекта, равного 8,09 МПа, что соответствует условиям разработки и ограничению, предусмотренному в [1].

Для герметизации устья скважины, разобщения затрубного пространства, а так же для направления продукции скважины в систему сбора на устье скважин установлено наземное оборудование, состоящее из фонтанной арматуры на рабочее давление 21 и 35 МПа и трубной головки разных фирм-производителей, которое по своей характеристике соответствует условиям эксплуатации фонтанных скважин на месторождении.

Изменение режима работы скважины осуществляется с помощью штуцеров, установленных на боковых отводах фонтанной елки. Применяемые регулируемые штуцеры предусматривают возможность изменения (регулирования) проходного сечения.

Все скважины месторождения оборудованы фонтанными подъемниками с наружным диаметром 73 мм, что отвечает рекомендациям проекта и является рациональным в условиях эксплуатации месторождения Морское. Насосно-компрессорные трубы установлены выше верхних отверстий интервала перфорации на глубину от 24,9 м (скважина 529) до 128,8 м (скважина 396). С учетом глубины залегания продуктивных пластов, применяются НКТ из стали J-55 толщиной стенки 5.5 мм (стандарт 5А АНИ), что соответствует марки Д (ГОСТ 633-80) и рекомендациям проекта. На башмаке колонны НКТ установлены направляющие воронки для посадки в них измерительных приборов при исследовании и инструмента при проведении подземных ремонтов.

Для условия фонтанирования необходимо, чтобы средний объем свободного газа, приходящийся на единицу массы жидкости ($\Gamma_{эф}$) был больше или, по крайней мере, равен удельному расходу газа, при работе подъемника на оптимальном режиме $R_{опт}$ ($\Gamma_{эф} \geq R_{опт}$).

Для фонтанирования при $P_{заб} \geq P_{нас}$, при котором выделение газа начинается не на забое, а в подъемнике на глубине, где давление равно $H_{нас}$, условие фонтанирования будет следующим:

$$\frac{\Gamma - 10^3 * P_y * \alpha / \rho_n * \left(1 - \frac{n_g}{100}\right)}{2} \geq \frac{0,388 * H * (H * \rho_{ж} * g - P_{нас} + P_y)}{d^{0.5} (P_{нас} - P_y) \lg \left(\frac{P_{нас}}{P_y}\right)}$$

где: Γ – газовый фактор, м³/т;

α – коэффициент растворимости, МПа⁻¹;

$P_{нас}$ – давление насыщения, МПа;

P_y – давление на устье, МПа;

n_b – обводненность продукции, %;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

d – внутренний диаметр НКТ, м.

H – длина подъемника (расстояние от устья до сечения, у которого давление равно давлению насыщения), м

Решая уравнение относительно H , определяем глубину ($H_{\text{нас}}$), которая по расчету соответствует давлению насыщения. При условии, что фонтанные трубы спущены до интервала перфорации, минимальное давление фонтанирования на забое скважины определяется, как сумма $P_{\text{нас}}$ и гидростатического давления столба жидкости от глубины $H_{\text{нас}}$ до башмака $H_{\text{б}}$:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{нас}} + (H_{\text{б}} - H_{\text{нас}}) * \rho_{\text{н}} * g ,$$

где: $\rho_{\text{н}}$ - плотность насыщенной газом нефти.

В **таблице 6.1.2** приведены средние значения параметров для расчета условий фонтанирования по объектам разработки.

Как видно из таблицы, условия фонтанирования в НКТ диаметром 73 мм при существующих исходных характеристиках пластов возможны при забойных давлениях в диапазоне значений от давления насыщения до пластового давления с устьевыми давлениями:

от 0,5 до 1,0 МПа – для разработки пластов III объекта (нижнеальбский горизонт) западный блок;

от 0,5 до 1,5 МПа – для разработки пластов IV объекта (аптский+неокомский горизонт) огайский блок;

от 0,5 до 3,0 МПа – для разработки пластов I объекта (верхнеальбские горизонты) восточный блок.

Максимальные и минимальные устьевые давления ограничиваются обеспечением планируемых дебитов и продвижением продукции в систему сбора.

Вновь вводимые в фонтанную эксплуатацию скважины предлагается оборудовать фонтанной арматурой, рассчитанной на рабочее давление 35 МПа. Проходной диаметр стволовой части ёлки и проходной диаметр боковых отводов должен составлять 65 мм. Фонтанная арматура должна быть снабжена ручным управлением запорными устройствами (задвижками).

Ствол фонтанной ёлки должен быть оборудован двумя запорными устройствами. Боковые отводы арматуры оборудованы запорными устройствами и регулируемые штуцерами. Подвеска НКТ осуществляется на резьбе переводника трубной головки.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб до интервала перфорации обусловлена необходимостью сохранения скорости потока для выноса с забоя жидкости.

Башмак колонны рекомендуется оборудовать воронкой или крестовиной для посадки измерительных приборов при исследовании и инструмента при подземном ремонте.

Таблица 6.1.2 – Результаты расчета условий фонтанирования по объектам разработки

| Параметры | Значения | | | | | | | |
|--|--|------------------|-------------------|---|---|--|---|------------------|
| | I объект (верхнеальбские горизонты) | | | II объект (средне альбский горизонт) | III объект (нижнеальбский горизонт) | III объект (нижнеальбский+ аптский горизонт) (Восточный) | IV объект (аптский+неокомский горизонт) | |
| | огайский блок | западный блок | восточный блок | западный блок | западный блок | восточный блок | огайский блок | западный блок |
| Исходные данные для расчёта | | | | | | | | |
| Средняя глубина залегания, м | 917 | 979 | 886 | 1162 | 1377 | 1280 | 1384 | 1557 |
| Пластовое давление, МПа | 6,9 | 9,1 | 12,0 | 10,98 | 13,51 | 8,0 | 14,3 | 15,1 |
| Давление насыщения, МПа | 2,99 | 6,19 | 6,98 | 6,62 | 11,65 | 7,95 | 12,4 | 11,15 |
| Плотность пластовой нефти, кг/м ³ | 939 | 936 | 897 | 908 | 913 | 848 | 944 | 948,2 |
| Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ | 973,7 | 980,0 | 967,9 | 963,4 | 995,2 | 965,9 | 1014,8 | 1038,3 |
| Газосодержание нефти, м ³ /т | 10,9 | 21,3 | 30,37 | 27,8 | 45,23 | 20,6 | 41,3 | 56,82 |
| Плотность пластовой воды, кг/м ³ | н.д | н.д | 1109 | н.д | н.д | 1130 | н.д | н.д |
| Средняя обводненность (проектное значение для первых 3-х лет разработки), % | 65,6 | 56,4 | 56,6 | 78,7 | 67,0 | 80,0 | 49,0 | 72,8 |
| Результаты расчёта минимального забойного давления фонтанирования (для $R_{заб} > R_{нас}$) | | | | | | | | |
| R забойное минимальное, МПа | - | - | 8,24-11,64 | - | 13,00-13,51 | - | 12,35-14,30 | - |
| R устьевое, МПа | - | - | 0,5-3,0 | - | 0,5-1,0 | - | 0,5-1,5 | - |

Эксплуатации скважин винтовыми штанговыми насосными установками (ВШНУ)

Область применения ВШНУ — пластовые жидкости высокой вязкости, повышенного содержания газа и механических примесей.

С использованием ВШНУ работают 86 скважин. Из них: 11 скважин эксплуатируют I объект, 16 скважин - II объект, 59 скважины - III объект.

Подземное оборудование состоит из винтовых насосов, насосно-компрессорных труб (НКТ) и штанг.

В 24 скважины спущены установки "KUDU" с номинальной производительностью 17, 32, 43, 56 и 60 м³/сут.

В скважину 22 спущен насос "NETZSCH" производительностью 40 м³/сут.

В 5 скважин (№№ 53, 59, 171, 518, 522) спущены установки "Интерсервис" с номинальной производительностью 13, 32 и 40 м³/сут.

На скважине 175 установлен винтовой насос «Weatherford» компании «Канаросс» производительностью 32 м³/сут, имеющий два основных компонента, это однозаходный ротор из легированной стали, соединенный с колонной штанг и двухзаходный статор с внутренней прокладкой из каучукоподобного полимера прикрепленный к колонне НКТ.

В скважину 200 спущен насос "Canaross" производительностью 32 м³/сут.

Остальные скважины работают с винтовыми насосами "Шанли" с номинальной производительностью 17, 27, 32, 43 и 56 м³/сут.

Все винтовые насосы спущены в скважины выше верхних отверстий интервала перфорации от 6 м (скважина 15) до 591 м (скважина ЮЗМ-1).

Винтовые насосы погружены под динамический уровень на глубину от 77 м (скважина 348) до 962 м (скважина 6Д).

Характеристика работы скважин, оборудованных ВШНУ, представлена в **таблице 6.1.3.**

I объект разрабатывают 11 скважин, снабжённых винтовыми насосами. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2022 г. колеблется от 2,6 т/сут до 11,5 т/сут, жидкости – от 11,3 т/сут до 36,5 т/сут, обводнённость – от 61,3% до 86,8%.

II объект разрабатывает 16 скважин, снабжённых винтовыми насосами. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2022 г. колеблется от 1,8 т/сут до 16,8 т/сут, жидкости – от 7,9 т/сут до 40,1 т/сут, обводнённость – от 26,8% до 93,0%.

III объект разрабатывают 59 скважин. Средний дебит нефти колеблется от 0,7 т/сут до 47,1 т/сут, жидкости – от 1,0 т/сут до 77,6 т/сут, обводнённость – от 8,6% до 91,8%.

Таблица 6.1.3 – Характеристика работы насосных установок ВШНУ, применяемых на месторождении

| Объект, горизонт, крыло | Используемые винтовые насосы | № скв | Параметры работы скважин* (по состоянию на 01.01.2022 г.) | | | |
|--|---|---|--|--|-----------|------------|
| | | | дебит нефти т/сут | дебит жидкости м ³ /сут | % воды | Ндин, м |
| I К _{1a+} не Морское Восточный блок | "KUDU" "Шанли" "NETZSCH" | 6Д, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35 | 2,6-11,5 | 11,3-36,5 | 61,3-86,8 | 133-782 |
| II К _{1a1} , К _{1ne3} Морское Западный блок | "KUDU" "Шанли" "Интерсервис" | 19, 56, 59, 60, 67, 81, 82, 346, 348, 360, 362, 380, 400, 401, 402, ЮЗМ-1 | 1,8-16,8 | 7,9-40,1 | 26,8-93,0 | 68-771 |
| III К _{1a1} , К _{1a+} не, К _{1ne1} , К _{1ne2} , К _{1a} блок Огайское | "KUDU" "Шанли" "Интерсервис" "Canaross" "Weatherford" | 20, 30, 33, 32, 50, 51, 53, 54, 55, 71, 72, 73, 76, 77, 78, 79, 80, 134, 139, 141, 143, 148, 155, 159, 162, 167, 171, 175, 177, 178, 179, 180, 182, 185, 186, 187, 200, 201, 202, 203, 414, 417, 500, 502, 505, 506, 507, 509, 511, 512, 513, 517, 518, 519, 522, 525, 526, 531, 532 | 0,7-47,1 | 1,0-77,6 | 8,6-91,8 | 37-1051 |

Для обеспечения значений проектных дебитов жидкости могут быть использованы применяемые на месторождении винтовые насосные установки.

Эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН)

С использованием УЭЦН работают 31 скважина. Из них: 6 скважин (№№ 57, 83, 322, 326, 342, 364) разрабатывают II объект, 25 скважин (№№ 31, 34, 52, 70, 142, 145, 146, 170, 172, 407, 409, 411, 416, 501, 503, 504, 508, 514, 515, 516, 523, 524, 527, 528, 530) - III объект.

С обводнённостью от 60 до 80% работают 6 скважин (№№ 31, 57, 83, 142, 342, 515), с обводнённостью выше 80% - 4 скважины (№№ 501, 504, 514, 528). На остальных скважинах обводнённость ниже 60%.

На скважинах №№ 34, 70, 146, 172, 322, 342, 364, 407, 411, 508, 514, 515, 524, 527, 530) дебит жидкости не превышает 30 м³/сут, на скважинах №№ 52, 57, 83, 142, 145, 170, 326, 409, 416, 523) дебит жидкости находится в диапазоне от 30 до 50 м³/сут, на скважинах №№ 31, 501, 503, 504, 516, 528 - в диапазоне от 50 до 114 м³/сут.

На месторождении применяются электроцентробежные насосы фирмы "АНСК" с номинальной производительностью 25, 45, 60 и 80 м³/сут (оборудованы 8 скважин №№ 52, 57, 503, 516, 523, 524, 527, 409).

Скважина 31 оборудована УЭЦН "Шлюмбердже" с номинальной производительностью 100 м³/сут.

На остальных скважинах работают УЭЦН "НОВОМЕТ" с номинальной производительностью 25, 35, 45, 80 м³/сут.

Все насосы спущены в скважины выше верхних отверстий интервала перфорации от 20 м (скважины 31, 71, 523) до 725 м (скважина 179).

Насосы погружены под динамический уровень на глубину от 105 м (скважина 342) до 934 м (скважина 516).

На устье установлена система управления изменения скорости вращения. В компоновке подземного оборудования выше насоса установлены обратный клапан для предотвращения попадания мехпримесей при непредвиденной остановке насоса (отключение электроэнергии и др.) и сливной клапан для облегчения работ при ПРС.

Для обеспечения значений проектных дебитов жидкости могут быть использованы применяемые на месторождении насосные установки.

Недропользователь имеет право выбора фирмы поставщика насосных установок, при этом неременным условием является выбор насоса, соответствующего условиям эксплуатации месторождения. Наиболее точный подбор типа насоса, эластомера, штанг и другого оборудования для комплектации насосных установок по каждой, отдельно взятой скважине, проводится заводом-изготовителем и согласно представленной Недропользователем характеристики месторождения и технологических параметров работы скважины.

В таблице 6.1.3 приведены показатели эксплуатации скважин на проектируемый период.

Таблица 6.1.3 – Показатели эксплуатации скважин

| Способ эксплуатации | Показатели | Годы | | | | | | |
|--------------------------|-------------------------------|--------------|------|------|------|------|------|------|
| | | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | |
| ВШНУ УЭЦН | Ввод скважин из бурения | 5 | 4 | 5 | 5 | 5 | 6 | |
| | Средний эксплуатационный фонд | 136 | 140 | 143 | 147 | 151 | 155 | |
| | Дебит жидкости, т/сут | максимальный | 48,7 | 45,2 | 39,5 | 38,2 | 42,9 | 42,7 |
| | | минимальный | 10,4 | 11,0 | 11,5 | 12,0 | 12,5 | 13,0 |
| | | средний | 29,6 | 30,2 | 30,8 | 30,7 | 31,1 | 32,3 |
| Средняя обводнённость, % | 59,6 | 65,0 | 69,8 | 73,0 | 75,7 | 79,3 | | |

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

В процессе разработки месторождения Морское возможны осложнения, связанные с:

- Загрязнением нефтепромыслового оборудования, системы сбора и подготовки нефти отложениями асфальтено-смолистых веществ (АСВ).

- Обводнённостью продукции скважин при выбранной системе разработки, в режиме вытеснения закачиваемой водой.
- Снижением дебитов во времени.
- Обострением коррозионной ситуации.

Отложения асфальтено-смолистых веществ (АСВ)

Нефть Восточного блока месторождения Морское является тяжелой (плотность пластовой нефти в среднем $0,894 \text{ г/см}^3$), от малопарафиновой до парафиновой, высокосмолистой. В своём составе нефть содержит: до 2,3% – парафина, до 32,4% смол силикагелевых, до 5,49% - асфальтенов. Температура застывания нефти составляет от минус 11°C до ниже минус 23°C .

Нефть Западного блока месторождения Морское является битуминозной, высоковязкой, высокосернистой, малопарафинистой и парафинистой, смолистой, тяжелой (плотность пластовой нефти $0,933\text{-}0,812 \text{ г/см}^3$). В своём составе нефть содержит: до 2,2% – парафина, до 34,06% смол силикагелевых. Температура застывания нефти от минус 13°C до ниже минус 30°C .

Нефть Огайского блока месторождения Морское является тяжелой (плотность пластовой нефти $0,951\text{-}0,855 \text{ г/см}^3$), от малопарафиновой до парафиновой, высокосмолистой. В своём составе нефть содержит: до 3,08% – парафина, до 24,5% смол силикагелевых. Температура застывания от минус 14°C до нефти ниже минус 23°C .

Смолы легко оседают на различных адсорбентах. Даже незначительное количество парафина и асфальтенов при понижении температуры переходят в дисперсное состояние, что способствует осаждению на них смол [1].

Для борьбы с отложениями органических веществ на поверхности подземного оборудования на месторождении применяют тепловой метод - промывки скважин горячей нефтью (ОГН) с помощью передвижной установки АДПН 12/150-У-1. Нагретая до 80°C нефть подаётся в затрубное пространство скважины. Объем закачиваемый горячей нефти составляет от 8 до 56 м^3 на скважину.

За период 2018-2021 гг. проведено 50 промывок на 20-ти скважинах, из них на скважине 10 I-го объекта проведено 6 ОГН, на 5-ти скважинах II-го объекта проведено 13 ОГН и на 14-ти скважинах III объекта проведено 31 ОГН.

Время между очистками нефтепромыслового оборудования от АСПО, характеризуется величиной межочистного периода (МОП) работы скважин. На основании анализа рассчитан МОП, который достаточно высокий и в среднем по месторождению составляет 438 сут.

По объектам МОП составляет:

I объект – среднее значение МОП=208,7 сут.

II объект – среднее значение МОП=490,0 сут.

III объект – среднее значение МОП=436,7сут.

Интенсификация добычи нефти

С целью повышения продуктивности скважин на месторождении Морское проводятся нижеследующие работы:

- дострел и перестрел существующих интервалов перфорации;
- газокислотный разрыв пласта (ГКРП).

За период 2018-2021 гг. на 8-ми добывающих скважинах были проведены работы по дострелу и реперфорации.

В таблице 6.2.1 представлены результаты проведённых работ.

Успешность работ составила 88%. В результате проведённых работ произошло увеличение дебита нефти в среднем на 5,7 т/сут на одну успешную скважинно-операцию. На скважинах 64-1 и 78 обводнёность продукции снизилась в среднем на 24%. Продолжительность эффекта составляет в среднем 333 сут на одну скважинно-операцию, причём на скважинах №№ 17, 64-1, 78, 200, 508 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается.

В 2019 г. на 3-х скважинах месторождения Морское №№ 52, 72 и 159 были выполнены работы по термогазокислотному разрыву пласта способом комплексного термогазодинамического и кислотного воздействия на нефтяной пласт.

Исполнителем работ были специалисты компании ТОО «НПП «УралНефтеГазСервис».

Технология обработки включала следующее:

- кумулятивная перфорация,
- термо-газовое воздействие,
- кислотная обработка с использованием композиции KR-2Т (12% раствор соляной и плавиковой кислот). Объём использованного кислотного состава для скважин 72, 52 и 159 составил соответственно 17, 18 и 20 м³,
- остановка скважин на реагирование на 10-12 час,
- освоение с помощью свабирования.

В таблице 6.2.2 представлены результаты проведённых работ.

В результате проведённых работ произошло увеличение дебита нефти в среднем на 6 т/сут на одну скважинно-операцию. Продолжительность эффекта составляет в среднем

924 сут на одну скважинно-операцию, причём на всех скважинах по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается. Успешность проведённых работ составила 100%.

Таблица 6.2.1 – Результаты работ по дострелу и реперфорации

| № скв./ Объект | Дата проведения работы | Интервалы перфорации, горизонт | | Параметры работы скважин | | | | | | Прирост дебита нефти, т/сут | Снижение обводнённости, % | Продолжительность эффекта (по состоянию на 01.01.2022 г.) сут | Примечание |
|-------------------|------------------------------|--|--|---------------------------|---------------------------|------------|---------------------------|---------------------------|------------|--------------------------------------|---------------------------------|---|------------------------|
| | | До выполнения работ | После выполнения работ | До обработки | | | После обработки | | | | | | |
| | | | | Q _ж , т/сут | Q _н , т/сут | %, воды | Q _ж , т/сут | Q _н , т/сут | %, воды | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 53 III | 01- 07.08.2018 | 1258,5-1265,0 K1ne1A | 1258,5-1265,0 1298,5-1309,0 K1ne1A+ K1ne2 | 7,2 | 7,2 | 0,5 | 16,7 | 11,9 | 28,8 | 4,7 | - | 630 | Эффект закончен |
| 139 III | 19- 20.03.2018 | 1470,0-1476,0 1485,0-1486,2 1492,0-1495,0 K1ne1-Б | 1470,0-1476,0 1485,0-1486,2 1492,0-1495,0 K1ne1-Б | 7,7 | 7,7 | 0,5 | 11,3 | 10,9 | 2,9 | 3,2 | - | 487 | Эффект закончен |
| 17 I | 21.01- 01.02.2020 | 1252,0-1254,0 K1a | 1252,0-1254,0 1254,0-12,55,0 K1a | 3,6 | 0,9 | 76,0 | 15,6 | 2,6 | 76,3 | 1,7 | - | 700 | Эффект продолжается |
| 515 III | 17- 20.06.2021 | 968,0-1027,0 1040,0-1081,0 K1al 0-1 | 710,0-714,0 968,0-1027,0 1040,0-1081,0 K1al 0-1 | 29,0 | 22,2 | 23,7 | 30,5 | 13,5 | 55,9 | - | - | - | нет эффекта |
| 64-1 III | 14- 17.02.2021 | 1515,0-1665,0 K1nc1-Б | 1515,0-1665,0 716,0-719,0 K1nc1-Б-K1al 1- 1 | 12,7 | 5,0 | 60,5 | 29,6 | 17,4 | 41,2 | 12,4 | 19,3 | 306 | Эффект продолжается |
| 508 III | 07- 12.07.2021 | 971,0-1027,0 1040,0-1084,0 K1al 1-1 | 820,0-910,0 971,0-1027,0 1040,0-1084,0 K1al 1-1 | 13,4 | 11,8 | 11,9 | 16,8 | 12,8 | 23,5 | 1,0 | - | 153 | Эффект продолжается |
| 78 III | 03- 07.11.2021 | 1309,7-1312,5 K1a | 713,0-716,0 1309,7-1312,5 K1a | 21,3 | 9,5 | 55,2 | 33,4 | 24,6 | 26,3 | 15,1 | 28,9 | 31 | Эффект продолжается |
| 200 III | 07- 14.11.2021 | 847,0-849,05 K1al0-3 | 240,0-250,0 847,0-849,05 K1al0-3 | 15,0 | 12,2 | 18,7 | 21,1 | 14,2 | 32,8 | 2,0 | - | 26 | Эффект продолжается |

Таблица 6.2.2 – Результаты работ по газокислотному разрыву пласта (ГКРП)

| № скв./ Объект | Дата проведения работы | Интервалы перфорации, горизонт | Параметры работы скважин | | | | | | Прирост дебита нефти, т/сут | Снижение обводнённости, % | Продолжительность эффекта (по состоянию на 01.01.2022 г.) сут | Примечание |
|-------------------|------------------------------|--|-----------------------------|---------------------------|------------|---------------------------|---------------------------|------------|--------------------------------------|---------------------------------|---|------------------------|
| | | | До обработки | | | После обработки | | | | | | |
| | | | Q _ж , т/сут | Q _п , т/сут | %, воды | Q _ж , т/сут | Q _п , т/сут | %, воды | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 72 III | 14.05.2019 г. | 1297,0-1299,0 1306,0-1308,0 1309,0-1310,0 K1a/K1nc1 | С июня 2017 г. в простое | | | 1,1 | 0,8 | 24,0 | 0,7 | 74,3 | 945 | Эффект продолжается |
| 159 III | 24.05.2019 г. | 1225,0-1232,0 K1nc2-1 | 2,7 | 2,7 | 2,3 | 29,3 | 10,8 | 62,5 | 8,1 | - | 947 | Эффект продолжается |
| 52 III | 27.07.2019 г. | 1283,0-1288,0 K1 a | 16,3 | 6,0 | 63,3 | 32,5 | 15,3 | 53,0 | 9,3 | 10,3 | 880 | Эффект продолжается |

Обводнённость

С целью изоляции водопритоков на месторождении Морское проводятся нижеследующие работы:

- изоляционные работы методом цементации под давлением (ЦПД);
- отключение обводнившихся интервалов установкой взрыв-пакера (ВП).

В период 2018-2021 гг. на 8-ми скважинах месторождения Морское были выполнены 9 водоизоляционных работ методом ЦПД по результатам ГИС-исследований.

В таблице 6.2.3 представлены результаты проведённых работ.

В результате проведённых работ успешность составила 75%. На 6-ти скважинах произошло увеличение дебита нефти в среднем на 4,8 т/сут. Обводнённость снизилась в среднем на 19,3% на одну успешную скважинно-операцию.

Продолжительность эффекта составляет в среднем 686 сут на одну успешную скважинно-операцию, причём на скважинах №№ 15, 21, 23 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается.

На скважинах №№ 143, 179, 362 и 512 по результатам ГИС-исследований обводнившиеся интервалы перфорации были отключены установкой взрыв-пакера. В таблице 6.2.4 представлены результаты проведённой работы.

В результате проведённых работ успешность составила 100%. На всех скважинах произошло увеличение дебита нефти в среднем на 3,9 т/сут. Обводнённость снизилась в среднем на 44,5%.

Продолжительность эффекта составляет в среднем 425 сут, причём на скважинах №№ 143, 362 и 512 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается.

Защита от коррозии

Текущая стадия разработки объектов эксплуатации характеризуется устойчиво высоким темпом обводнения продукции скважин (выше 50%) повышено коррозионно-активной пластовой водой. Пластовые воды месторождения представлены меловыми продуктивными горизонтами. Воды относятся к хлоркальциевому типу, общая минерализация вод составляет от 120 до 135 г/л.

Для минерализованной пластовой воды уровень коррозии зависит от состава и содержания коррозионно-активных компонентов: хлорид- и бикарбонат-ионов, pH в среднем 7,6. Содержание хлоридов в воде превышает пороговое значение в сотни раз (высокая коррозионная активность соответствует значениям хлор-иона свыше пороговых в 50 мг/л в интервале значений pH 4.5-8.5 [2]. В воде присутствуют сульфат-ионы, однако их содержание недостаточно для развития полноценного биоценозного комплекса.

Таблица 6.2.3 – Результаты работ изоляции водопритоков методом ЦПД

| № скв./ Объект | Дата проведения работы | Интервалы перфорации, горизонт | | Параметры работы скважин | | | | | | Прирост дебита нефти, т/сут | Снижение обводнённости, % | Продолжительность эффекта (по состоянию на 01.01.2022 г.) сут | Примечание |
|-------------------|------------------------------|---|---|---------------------------|---------------------------|------------|---------------------------|---------------------------|------------|--------------------------------------|---------------------------------|---|------------------------|
| | | До изоляции | После изоляции | До обработки | | | После обработки | | | | | | |
| | | | | Q _ж , т/сут | Q _п , т/сут | %, воды | Q _ж , т/сут | Q _п , т/сут | %, воды | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 23 I | 8-21.01.2018 | 1186,0-1190,0 1261,4-1274,0 K1a13-K1a | 1261,0-1268,0 K1a | 16,2 | 5,4 | 66,7 | 32,3 | 14,7 | 53,5 | 9,3 | 13,2 | 1428 | Эффект продолжается |
| 24 I | 10- 20.04.2018 | 1264,5-1267,0 K1a | 1254,5-1266,0 1273,0-1275,5 K1a | 25,0 | 6,0 | 76,0 | 24,1 | 9,1 | 60,8 | 3,1 | 15,2 | 693 | Эффект закончен |
| 348 II | 08- 13.08.2018 | 1054,8-1056,0 1060,5-1062,0 K1a12-1 | 1054,8-1056,0 1060,5-1062,0 K1a12-1 | 23,8 | 7,9 | 66,9 | 25,7 | 10,7 | 54,6 | 2,8 | 12,3 | 303 | Эффект закончен |
| 63 II | 12- 20.01.2019 | 955,0-959,0 K1a11-1 | 953,5-957,0 K1a11-1 | 8,5 | 2,5 | 70,6 | 8,9 | 2,7 | 70,0 | - | - | - | Без изменения |
| | 08- 13.03.2021 | 953,5-957,0 K1a11-1 | 953,0-956,0 K1a11-1 | 8,5 | 0,5 | 94,1 | не вступила в работу | | | - | - | - | Эффект неопределён |
| 6Д I | 14- 21.02.2019 | 1260,0-1274,0 K1a | 1260,0-1262,0 K1a | 17,1 | 6,8 | 60,3 | 20,9 | 8,2 | 60,1 | 1,4 | 0,2 | 614 | Эффект закончен |
| 21 I | 11- 25.03.2020 | 1182,5-1187,0 1157,0-1168,0 K1a13-3-K1a | 1273,0-1275,0 K1a | 22,6 | 5,1 | 77,5 | 19,7 | 10,2 | 47,7 | 5,1 | 29,8 | 640 | Эффект продолжается |
| 15 I | 06- 19.08.2020 | 1250,0-1265,0 K1a | 1250,0-1253,0 K1a | 40,6 | 2,3 | 94,4 | 30,7 | 9,6 | 68,6 | 7,3 | 25,8 | 440 | Эффект продолжается |
| 64 II | 20- 29.06.2021 | 921,5-923,5 K1a11-1 | 921,5-923,0 K1a11-1 | 10,7 | 1,0 | 90,6 | 15,5 | 0,9 | 94,2 | - | - | - | Без изменений |

Таблица 6.2.4 – Результаты работ изоляции водопритоков установкой ВП

| № скв./ Объект | Дата проведения работы | Интервалы перфорации, горизонт | | Параметры работы скважин | | | | | | Прирост дебита нефти, т/сут | Снижение обводнённости, % | Продолжительность эффекта (по состоянию на 01.01.2022 г.) сут | Примечание |
|-------------------|------------------------------|--|---|---------------------------|---------------------------|------------|---------------------------|---------------------------|------------|--------------------------------------|---------------------------------|---|------------------------|
| | | До установки ВП | После установки ВП | До обработки | | | После обработки | | | | | | |
| | | | | Q _ж , т/сут | Q _п , т/сут | %, воды | Q _ж , т/сут | Q _п , т/сут | %, воды | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 179 III | 06- 07.02.2019 | 1733,0-1750,0 1771,0-1794,0 1802,0-1835,0 K1nc2-1 | 1733,0-1750,0 1771,0-1794,0 K1nc2-1 | 23,3 | 8,0 | 65,7 | 15,0 | 11,6 | 21,8 | 3,6 | 43,9 | 943 | Эффект закончен |
| 143 III | 20.09- 07.10.2020 | 1342,0-1344,0 1362,5-1363,5 1364,5-1370,0 K1a/K1ne1-Б | 1362,5-1363,5 1364,5-1370,0 K1nc1-В/K1nc2- 1 | 27,8 | 4,9 | 82,4 | 14,1 | 10,7 | 24,1 | 5,8 | 58,3 | 451 | Эффект продолжается |
| 512 III | 08- 15.04.2021 | 915,0-1025,0 1040,0-1085,0 1100,0-1165,0 K1a1 1-2 | 915,0-1025,0 K1a1 1-2 | 95,3 | 6,1 | 93,6 | 21,0 | 9,8 | 53,1 | 3,7 | 40,5 | 184 | Эффект продолжается |
| 362 II | 17.07- 10.08.2021 | 1053,5-1061,0 K1a2-1 | 1278,0-1283,0 K1a3-3 | 35,5 | 11,0 | 69,0 | 21,0 | 13,6 | 33,8 | 2,6 | 35,2 | 122 | Эффект продолжается |

По компонентному составу и степени воздействия воды продуктивных пластов характеризуются как сильноагрессивные среды, вызывающие общую и локальную виды коррозии.

Наибольшее значение углекислого газа в составе нефтяного газа обнаружено в пробе из скважины блока Огайского, IVo объекта, горизонта K_{1nc} 2 (таблица 2.3.3) – до 11%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 1,57 МПа, что намного превышает пороговое значение.

В пробе из скважины блока Огайского, Io объекта, горизонта K_{1a3} 0 содержание углекислого газа – до 4,26%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 0,294 МПа, что также намного превышает пороговое значение.

В пробе из скважины блока Огайского, Io объекта, горизонта K_{1a3} 1 содержание углекислого газа – до 8,66%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 0,597 МПа, что также намного превышает пороговое значение.

В пробе из скважины блока Огайского, IVo объекта, горизонта K_{1a} содержание углекислого газа – до 8,55%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 1,22 МПа, что также намного превышает пороговое значение.

В пробе из скважины блока Огайского, IVo объекта, горизонта K_{1nc} 1 содержание углекислого газа – до 7,65%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 1,09 МПа, что также намного превышает пороговое значение.

На Западном блоке в пробе из скважины, Iz объекта, горизонта K_{1a3} 1 содержание углекислого газа – до 1,41%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 0,128 МПа, что также превышает пороговое значение.

На Восточном блоке в пробе из скважины Шв объекта, горизонта K_{1a1} 3-3+K_{1a} содержание углекислого газа – до 2,44%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 0,195 МПа, что также превышает пороговое значение.

На Восточном блоке в пробе из скважины Шв объекта, горизонта K_{1a} содержание углекислого газа – до 6,8%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 0,544 МПа, что также превышает пороговое значение.

В настоящее время мероприятия по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования на различных участках системы сбора и подготовки продукции скважин не реализуются.

В связи с устойчиво высоким темпом обводнения продукции скважин и высокими значениями содержания углекислого газа в составе нефтяного газа рекомендован специальный метод защиты от коррозии - химическое ингибирование. Ингибиторы могут

быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибировании обязателен тщательный подбор ингибиторов с учетом их совместимости с технологическими процессами подготовки и переработки продукции, при осуществлении которых применяются химические реагенты различного класса. Необходимо проведение предварительных испытаний ингибиторов в промышленных условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям.

В настоящее время ассортимент предлагаемых ингибиторов обеспечивает большой выбор реагентов для различных условий эксплуатации.

К факторам, отрицательно влияющих на стабильную работу скважин, относится содержание песка в скважинной продукции. Эрозионные (механические) процессы, вызываемые выносом механических примесей (песка), при наличии агрессивной среды рассматриваются как фактор, стимулирующий коррозионный износ (эрозионная коррозия) оборудования скважин и трубопроводных коммуникаций системы сбора продукции.

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических мер по защите от коррозии подземного оборудования скважин и системы сбора и подготовки продукции скважин. Технологические методы защиты представляют собой комплекс мероприятий, включающих применение герметизированных систем производства; эксплуатацию трубопроводов систем сбора, транспортирующих обводненную нефть, со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др. При явлениях выноса песка необходимо предусмотреть мероприятия по его предупреждению, или сведению выноса песка до уровня, когда с помощью технологических методов можно обеспечить антикоррозионный режим движения флюида.

Выводы и рекомендации

Для борьбы с отложениями органических веществ на месторождении проводятся промывка скважин горячей нефтью (ОГН) в объёме от 8 до 56 м³. Наибольшее количество промывок приходится на скважины III объекта.

Межочистной период, рассчитанный для скважин, составляет от 208 сут до 490 сут и в среднем составляет 438 сут.

С целью повышения эффективности проводимых мероприятий по удалению органических отложений необходимо проведение лабораторных исследований по определению компонентного состава отложений и подбору растворяющих композиций.

По результатам исследований рекомендовать способы защиты и очистки подземного оборудования.

В результате проведённых работ по интенсификации добычи нефти методом дострела и перестрела интервалов перфорации произошло увеличение дебита нефти в среднем на 5,7 т/сут на одну успешную скважинно-операцию. На скважинах 64-1 и 78 обводнённость продукции снизилась в среднем на 24%. Продолжительность эффекта составляет в среднем 333 сут на одну скважинно-операцию, причём на скважинах №№ 17, 64-1, 78, 200, 508 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается. Успешность проведённых работ составила 88%.

После проведения работ по термогазокислотному разрыву пласта на скважинах №№ 52, 72 и 159, выполненного специалистами компании ТОО «НПП «УралНефтеГазСервис», произошло увеличение дебита нефти в среднем на 6 т/сут на одну скважинно-операцию. Продолжительность эффекта составляет в среднем 924 сут на одну скважинно-операцию, причём на всех скважинах по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается. Успешность проведённых работ составила 100%.

В целях борьбы с водопроявлениями в период 2018-2021 гг. на 8-ми скважинах месторождения Морское были выполнены 9 водоизоляционных работ методом ЦПД по результатам ГИС-исследований. Успешность работ составила 75%. В результате проведённых работ на 6-ти скважинах произошло увеличение дебита нефти в среднем на 4,8 т/сут. Обводнённость снизилась в среднем на 19,3% на одну успешную скважинно-операцию. Продолжительность эффекта составляет в среднем 686 сут на одну успешную скважинно-операцию, причём на скважинах №№ 15, 21, 23 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается.

В результате выполненных работ с целью изоляции обводнившихся интервалов перфорации установкой взрыв-пакера успешность составила 100%. На всех скважинах произошло увеличение дебита нефти в среднем на 3,9 т/сут. Обводнённость снизилась в среднем на 44,5%. Продолжительность эффекта составляет в среднем 425 сут, причём на скважинах №№ 143, 362 и 512 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается.

Учитывая, что средняя обводнённость продукции скважинная с 2023 г. превышает 60 % и в дальнейшем процесс роста обводнённости будет продолжаться, с целью более успешной работы по борьбе с водопроявлениями считаем необходимым проведение следующих работ:

- Провести трассирование методом индикаторного заводнения для определения направления движения закачиваемой воды и наличия гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами.

- С целью ограничения водопритоков в добывающих скважинах, обводняемых за счет нагнетаемых вод, необходимо учесть системность подхода для решения проблемы, т.е. одновременную обработку (в течение 10-15 дней) изолирующими составами ячейки скважин (нагнетательная + окружающие добывающие скважины).

- Обязательным условием проведения работ по ограничению водопритоков в добывающих скважинах и выравниванию профиля приёмности нагнетательных скважин является ГИС-контроль до и после проведения мероприятий, а также входной контроль качества используемых реагентов и готовых композиций.

Для защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования рекомендуется:

- применение технологических методов защиты, включающих применение герметизированных систем производства,

- применение ингибиторной защиты после проведения исследований по совместимости с технологическими процессами подготовки продукции и исследований с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям;

- для предотвращения коррозии труб НКТ нагнетательных скважин необходима подготовка нагнетаемого агента в требуемом объеме в соответствии с СТ РК 1662-2007.

6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Согласно Проекта объекты Ю (с 2025 г.), Из (с 2032 г.), II, Шв, Шз и IVo месторождения Морское будут разрабатываться с поддержанием пластового давления (ППД). Максимальный фонд нагнетательных скважин ожидается в 2032 г. – 16 единиц. Фонд добывающих скважин по рекомендуемому варианту разработки в 2027 г. должен достигнуть 155 единиц.

Система внутрипромыслового сбора

В действующем добывающем фонде по состоянию на 01.01.2022 г. числятся 122 добывающие скважины, снабжённые выкидными линиями диаметром 89 мм, по которым добываемая продукция поступает на АГЗУ, где производится индивидуальный поочередный замер дебита скважин и добываемого газа. Система «Эммерсон», расположенная на ГЗУ, через радиомодем передаёт данные в центральный диспетчерский

пункт (ЦДП), где информация обрабатывается и отображается в реальном времени. Система сбора герметизирована.

Существующее положение на блоке Огайское

Нефтегазовая смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на автоматические групповые замерные установки (АГЗУ), где производится замер дебитов по каждой скважине.

АГЗУ расположены на 6-ти площадках, ниже представлено распределение скважин по площадкам:

На площадке № 1 – скважины №№ 31, 32, 34, 72, 155, 179;

На площадке № 2 – скважины №№ 20, 30, 33, 134, 141, 143, 148, 149, 159, 171, 501, 503Н, 505Н, 506Н, 527Н;

На площадке № 3 – скважины №№ 50, 55, 70, 71, 77, 78, 79, 142, 145, 167, 172, 175, 177, 178, 180, 182, 500Н, 504Н, 507Н, 512Н, 515Н, 524Н, 529Н, 532Н;

На площадке № 4 – скважины №№ 51, 52, 53, 54, 65Н, 73, 75, 76, 113Н, 139, 146, 162, 170, 200, 502Н, 511Н, 516Н, 517Н, 528Н, СЗО-1;

На площадке № 8 – скважины №№ 63-1Н, 114, 185, 201, 202Н, 203Н, 407Н, 409Н, 414Н, 417Н, 508Н, 509Н, 518Н, 519Н, 522Н, 523Н, 525Н, 530Н, 531Н;

На площадке № 10 – скважины №№ 64-1Н, 66Н, 80, 186, 187, 411Н, 416Н, 510Н, 513Н, 514Н, 526Н.

Существующее положение на блоке Западное

В настоящее время на блоке Западное эксплуатируются 27 нефтяные скважины. Распределение скважин по площадкам:

На площадке № 5 – скважины №№ 19, 56, 57, 82, 326Н, 342, 346, 360, 362, 380, 396, ЮЗМ-1;

На площадке № 6 – скважины №№ 62, 63, 64;

На площадке № 7 – скважины №№ 59, 60, 67, 81, 83, 322Н, 348, 364, 398, 400Н, 401Н, 402Н.

Существующее положение на блоке Восточное

В настоящее время на восточном блоке месторождения Морское эксплуатируются 12 нефтяных скважин №№ 6Д, 10, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35.

Нефтегазовая смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на АГЗУ, где производится замер дебитов по каждой скважине. После замера на АГЗУ поток нефтегазовой смеси поступает на общий коллектор диаметром Ø320 мм. Данный коллектор соединяется с нефтепроводами с блоков Западное и Огайское.

По нефтегазовому коллектору общая жидкость со всех блоков поступает в нефтегазовый сепаратор (НГС) объемом 150 м³, где происходит первая ступень сепарации.

Существующая система промышленной подготовки продукции скважин

Существующее положение на блоке Огайское

После замера на АГЗУ поток нефтегазовой смеси поступает на первую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор (НГС).

После нефтегазового сепаратора газ направляется в газовый сепаратор (ГС) для отделения от капельной жидкости. После газового сепаратора очищенный газ используется на собственные нужды в печах подогрева нефти в качестве топливного газа и на газопоршневой установке ГПЭС для выработки электроэнергии на собственные нужды, излишки газа транспортируются по газопроводу на ПСиПН.

Дегазированная нефтяная эмульсия после НГС с температурой 20-25 °С подается на печи подогрева ПНК-1,9 и ПП-0,63, где подогревается до 60-75 °С.

Для повышения эффективности процесса разрушения нефтяной эмульсии на АГЗУ-1, 3, 4 в поток нефтегазовой смеси через блок реагента (БР=2,5) подается деэмульгатор Рандем – 2228 (производитель ТОО «Рауан Налко») из расчета от 45 г/т на АГЗУ-4, 11 г/т на АГЗУ-3, 18 г/т на АГЗУ-1.

Подогретая до 60-75°С нефтяная эмульсия с помощью мультифазных насосов транспортируется на ПСиПН Морское.

Существующее положение на блоке Западное

Нефтегазовая смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на автоматические групповые замерные установки (АГЗУ), где производится замер дебитов по каждой скважине. После замера на АГЗУ поток нефтегазовой смеси поступает на первую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор (НГС).

После нефтегазового сепаратора газ направляется в газовый сепаратор (ГС) для отделения от капельной жидкости. После газового сепаратора очищенный газ используется на собственные нужды в печах подогрева нефти в качестве топливного газа.

Дегазированная нефтяная эмульсия после НГС с температурой 20-25 °С подается на печи подогрева ПНК-1,9 и ПП-0,63, где подогревается до 60-75 °С.

Для повышения эффективности процесса разрушения нефтяной эмульсии на АГЗУ-5 в поток нефтегазовой смеси через блок реагента (БР=2,5) подается деэмульгатор Рандем – 2228 (производитель ТОО «Рауан Налко») из расчета от 35 г/т на АГЗУ-5.

Подогретая до 60-75°С нефтяная эмульсия с помощью мультифазных насосов транспортируется на ПСиПН Морское.

Существующее положение на блоке Восточное

Подготовка добываемой продукции блоков Огайское, Западное и Восточное осуществляется на ПСиПН, расположенном на блоке Восточное. Процесс осуществляется нижеследующим образом.

По нефтегазовому коллектору общая жидкость со всех блоков поступает в нефтегазовый сепаратор (НГС) объемом 150 м³, где происходит первая ступень сепарации. Для повышения эффективности процесса разрушения нефтяной эмульсии на входе перед НГС, (а также на выходе ОГ, ОН и РВС-5) в поток нефтегазовой смеси через блок реагента (БР=2,5) подается деэмульгатор Рандем – 2228 (производитель ТОО «Рауан Налко») из расчета 335 грамм на одну тонну.

Выделившийся газ (в объеме 30000-45000 м³/сутки) с НГС отводится в газосепараторы объемом 0,8 м³, где производится очистка газа от капельной жидкости и механических примесей. После газосепаратора очищенный газ используется на собственные нужды - в печах подогрева нефти и газо-поршневых электростанциях в качестве топливного газа.

Нефтяная жидкость после НГС с температурой 20-25 °С потоком направляется в КСУ (концевая сепарационная установка) для окончательной сепарации от попутного газа. Выделившийся с КСУ газ, также направляется в газосепараторы для очистки от капельной жидкости и механических примесей.

Дегазированная нефтяная эмульсия после КСУ подается в технологический РВС-2000м³ №5 где через флотационные трубы высотой 2,5 метров происходит дополнительное разделение на нефть и попутно добываемую воду. Отделившаяся попутно добываемая вода насосами 6НК перекачивается в ОПФ-3000, где фильтруется от остаточной нефти и направляется в резервуары пластовой воды РВС-400 м³ № 1, № 2 и РВС-1000м³ №3 откуда центробежными насосами ЦНС DG100-140 откачивается в нагнетательные скважины.

После РВС-2000м³ №5 нефтяная эмульсия переливом через верхний коллектор высотой 6,5метров и с помощью насосов перекачки типа 6НК-9 подается по нефтепроводу диаметром Ø150мм на печь подогрева ПТБ-40Э №1 и подогревается до 65-75 °С. Подогретая нефтяная эмульсия после печи ПТБ-40Э №1 поступает в технологический РВС-1000м³ №4 далее с помощью насосов перекачки 6НК-9 поступает в технологический РВС-1000м³ №3. В технологических резервуарах №3 и №4 также происходит разделение фаз нефть-вода через установленные флотационные трубы высотой 2,5 метров.

Сырая нефть с остатками попутно пластовой водой после РВС-1000м³ №4 с помощью насосами 6НК-6 подается по нефтепроводу диаметром Ø150мм на печь подогрева

ПТБ-40Э №2 и подогревается до 75-81 °С. Подогретая сырая нефть после печи ПТБ-40Э №2 поступает в отстойник нефти ОН-200, где происходит разделение на нефть и попутно добываемую воду. Отделившаяся попутно добываемая также вода сливается в ОПФ-3000, где фильтруется от остаточной нефти и направляется в резервуары пластовой воды РВС-400 м³ № 1, № 2 и РВС-1000м³ №3 откуда центробежными насосами ЦНС DG100-140 откачивается в нагнетательные скважины.

Нефть из отстойника ОН-200 переливом по верху сосуда по нефтепроводу диаметром Ø150 мм направляется на печи подогрева ПНК-1,9 № 1 и № 2 и подогревается до 80-89 °С. После печей подогрева поток нефти направляется в горизонтальный отстойник ОГ-200. В горизонтальном отстойнике происходит дополнительное осаждение попутно добываемой воды, которая также направляется на ОПФ-3000. После ОГ- 200 в поток нефти направляется в горизонтальные резервуары РГС объемом 60м³ в количестве 5 единиц и 90м³ в количестве 3 единиц, для выведения нефти до 1 группы качества нефти.

Подготовленная товарная нефть после РГС по нефтепроводу диаметром Ø150мм направляется в резервуары товарной нефти РВС-2000м³ №6, РВС-2000м³ №7 и РВС-5000м³ №8 на хранение и отправки автоцистернами АЦН для дальнейшей реализации на ПССН «Каратон».

Схема внутривнепромыслового сбора и подготовки продукции скважин месторождения Морское, включая блок Огайское, представлена на рисунке 6.3.1.

Рекомендации по системе сбора

Настоящим Проектом предусмотрено:

- 2022 г. – бурение 5-ти добывающих скважин, ввод в эксплуатацию 9-ти скважин из оценочного фонда и перевод 2-х скважин в ППД. Общий фонд добывающих скважин составит 136 единиц, нагнетательных – 7.
- 2023 г. – бурение 4-х добывающих скважин. Общий фонд добывающих скважин составит 140 единиц, нагнетательных – 7.
- 2024 г. – бурение 5-ти добывающих скважин, перевод 1-й скважины в ППД и выбытие 1-й скважины. Общий фонд добывающих скважин составит 143 единицы, нагнетательных – 8.
- 2025 г. – бурение 5-ти добывающих скважин, перевод 1-й скважины в ППД. Общий фонд добывающих скважин составит 147 единиц, нагнетательных – 9.
- 2026 г. – бурение 5-ти добывающих скважин, перевод 1-й скважины в ППД. Общий фонд добывающих скважин составит 151 единицы, нагнетательных – 10.

-
- 2027 г. – бурение 5-ти добывающих скважин, перевод 1-й скважины в ППД.

Общий фонд добывающих скважин составит 155 единиц, нагнетательных – 11.

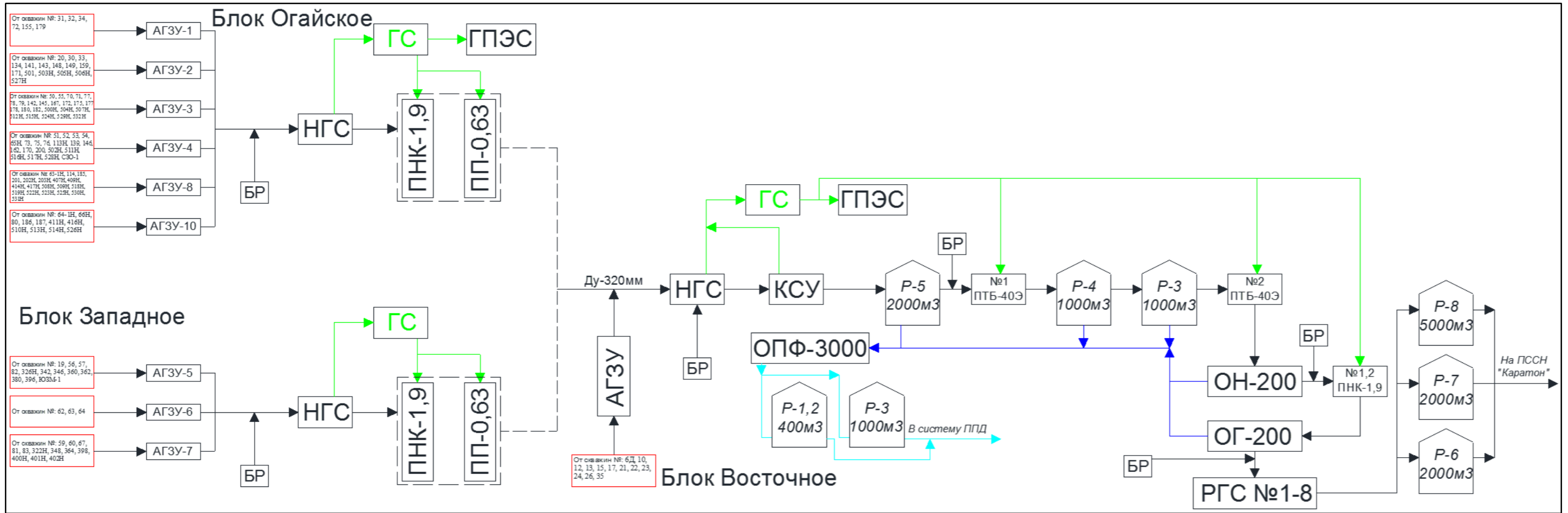


Рисунок 6.3.1 – Схема внутрипромыслового сбора и подготовки продукции

Дополнительное бурение 29-ти добывающих скважин предполагает обустройство устьев и выкидных линий от данных скважин до ГЗУ и организации системы замера продукции вновь вводимых скважин с учётом следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в действующую систему сбора
- каждая скважина от устья до объекта подготовки должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения.
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта.
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Нормативы технологических потерь нефти при добыче

В соответствии с требованием нормативной базы РК предприятиям необходимо иметь научно-обоснованные нормативы технологических потерь нефти при добыче, технологически связанные с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождения.

Технологические потери в процессе добычи, подготовки и транспортировки нефти для месторождения Морское, рассчитаны в 2020 г. специалистами АО «НИПИ НЕФТЕГАЗ» г. Актау в рамках выполненной работы «Определение и нормирование технологических потерь в процессе добычи, подготовки и транспортировки нефти для месторождения Морское». По результатам расчёта технологические потери нефти составили 0,933497%, из них потери нефти от испарения – 0,932597% и потери нефти за счет уноса со сточной водой – 0,0009%.

Согласно Методическим Указаниям ПСТ РК 15-2014 [3] ввод дополнительных установок, оборудования, бурение и ввод в эксплуатацию новых скважин влияет на уровень потерь нефти и газа, что является обоснованием для периодического уточнения данных нормативов.

6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

В настоящее время АО «КоЖан» имеет «Программу развития переработки сырого газа месторождения Морское (включая площадь Огайское) на период 2021-2023 гг.»,

разработанную ТОО «Green Benefits» и утвержденную на Рабочей комиссии в МЭ РК (Протокол №3 от 28.12.2020 г.).

В качестве основного варианта использования сырого газа для месторождения Морское является использование его для выработки электроэнергии на газовой поршневой электростанции и на огневых печах подогрева нефти в процессе подготовки.

В соответствии с существующим положением в системе сбора и подготовки нефти на месторождении Морское на данном этапе разработки, на промысле основными объектами потребления газа являются:

- печи подогрева нефти ПП-0,63 в количестве 8-ми единиц, 3 из которых установлен на площадке "Огайское-1" и по 1-й на ПСиПН «Морское» и на площадках скважин №№ 19, 50, 51 и 59. Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 100 м³/час;
- нагреватели УН-0,2 в количестве 3 единиц, 2 из которых установлены на ПСиПН "Морское" и 1 на площадке скважины №58. ". Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 25 м³/час;
- подогреватели нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9 в количестве 6 комплектов, 2 из которых установлены на ПСиПН "Морское" и по 1 – на площадках скважин №№ 30, 50, 80 и 201. Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 235 м³/час;
- печи трубчатые блочные ПТБ-5-40Э в количестве 2-х единиц, установлены на ПСиПН "Морское". Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 800 м³/час;
- 4 комплекта ГПЭС-600, которые установлены на ПСиПН «Морское» и 4 комплекта ГПЭС-500, которые установлены на площадке скважины «Огайское-1». Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной установки в нормальных условиях составляет 100 м³/час.
- котельная на газовом топливе в вахтовом посёлке (котёл «Буран», 3 единицы) Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одного котла в нормальных условиях составляет 10 м³/час.
- теплогенераторы на газовом топливе установленные на складе временного хранения в количестве 2 единиц. Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одного теплогенератора в нормальных условиях составляет 19 м³/час.

Для измерения объёма потребляемого нефтяного газа на месторождении используются датчики расхода газа типа «Эмис-Вихрь 200» с пределом измерений от 53 до 1920 и³/ч. Приборы установлены на площадках №№ 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8 и 10, а также на ПСиПН.

Технические характеристики и количество оборудования за рассматриваемый период по годам представлены в таблице 6.4.1.

Таблица 6.4.1 – Техническая характеристика оборудования

| Наименование | Количество, ед | | | Расход газа на 1 ед, м ³ /час | Ожидаемое время работы оборудования, дней/год | | | Общий расход, млн. м ³ | | |
|-----------------|-----------------|------|------|--|---|------|------|-----------------------------------|-------|-------|
| | Годы разработки | | | | Годы разработки | | | | | |
| | 2022 | 2023 | 2024 | | 2022 | 2023 | 2024 | 2022 | 2023 | 2024 |
| ПП-0,63 | 8 | 8 | 8 | 100 | 120 | 110 | 100 | 2,304 | 2,112 | 1,920 |
| УН-0,2 | 3 | 3 | 3 | 25 | 120 | 110 | 100 | 0,216 | 0,198 | 0,180 |
| ПНК-1,9 | 6 | 6 | 6 | 235 | 120 | 110 | 100 | 4,061 | 3,722 | 3,384 |
| ПТБ-5-40Э | 2 | 2 | 2 | 800 | 120 | 110 | 100 | 4,608 | 4,224 | 3,840 |
| ГПЭС | 8 | 8 | 8 | 100 | 290 | 255 | 238 | 5,568 | 4,896 | 4,570 |
| Котельная | 3 | 3 | 3 | 10 | 180 | 145 | 150 | 0,129 | 0,104 | 0,108 |
| Теплогенераторы | 2 | 2 | 2 | 19 | 150 | 100 | 100 | 0,137 | 0,091 | 0,091 |

В таблице 6.4.2 приведены прогнозные показатели разработки на проектируемый период 2022-2024 гг.

Таблица 6.4.2 – Прогнозные показатели разработки

| Годы | Показатели | | | | |
|------|-----------------------------|---------------------|------------------------|--|-----------------------------------|
| | Фонд добывающих скважин, шт | Добыча нефти, тыс.т | Добыча жидкости, тыс.т | Ресурсы нефтяного газа, млн.м ³ | Газосодержание, м ³ /т |
| 2022 | 136 | 555,1 | 1373,0 | 17,023 | 30,7 |
| 2023 | 140 | 500,4 | 1431,4 | 15,347 | 30,7 |
| 2024 | 143 | 459,5 | 1523,6 | 14,093 | 30,7 |

Весь добытый сырой газ месторождения Морское будет использоваться на собственные нужды. Баланс сырого газа на период 2022-2024 гг. представлен в таблице 6.4.3.

Таблица 6.4.3 – Распределение потоков сырого газа для проектируемого периода

| Показатели | Ед. изм. | Периоды разработки | | | |
|---|--------------------------------|-------------------------|--------|--------|-------|
| | | 2022 | 2023 | 2024 | |
| Ресурсы сырого газа | млн.м ³ /год | 17,023 | 15,347 | 14,093 | |
| Объем газа, используемого на собственные нужды, всего | млн.м ³ /год | 17,023 | 15,347 | 14,093 | |
| в т.ч. | на ГПЭС | млн.м ³ /год | 5,568 | 4,896 | 4,570 |
| | на печи подогрева | млн.м ³ /год | 11,189 | 10,256 | 9,324 |
| | на котельную и теплогенераторы | млн.м ³ /год | 0,266 | 0,195 | 0,199 |

6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Разработка месторождения Морское, согласно проекту, будет проводиться с использованием системы ППД на Ю (с 2025 г.), Из (с 2032 г.), II, Шв, Шз и IVo объектах. Источником водоснабжения для ППД является попутно-добываемая (сточная) вода.

В таблице 6.5.1 представлены результаты определения физических свойств и химического состава пластовых и закачиваемых вод месторождения Морское, исследованных в период 2019-2021 гг. в лаборатории ТОО «КазНИГРИ».

Вода для анализа отбиралась с различных точек системы ППД. Закачиваемая вода имеет минерализацию от 115 до 135 г/л, тип воды - хлоркальциевый. Плотность варьирует от 1,095 до 1,101 г/см³. Содержание ионов хлора колеблется от 73,5 до 84,4 г/л и составляет в среднем 76,5 г/л, кальция 6,6 г/л, магния 4,3 г/л, суммарное количество калия и натрия составляет в среднем 34,0 г/л, сульфатов – до 0,044 г/л, гидрокарбонатов - до 0,3 г/л.

По состоянию на 01.01.2022 г. в нагнетательном действующем фонде 5 скважин, из них скважины 7 и 9 закачивают воду в I объект, скважина 58 - во II объект, скважины 1 и 74 - в III объект.

Наземное оборудование нагнетательных скважин включает в себя нагнетательную арматуру с регулятором расхода жидкости. На месторождении Морское применяется нагнетательная арматура с рабочим давлением 21 МПа с условным проходом ствола боковых отводов 65 мм (АФК-65х21 по ГОСТ 13846-84) и диапазоном регулирования по максимальному значению суточного расхода закачиваемого агента. На боковом отводе нагнетательной ёлки установлен обратный клапан, препятствующий потоку жидкости из скважины в случае временного прекращения подачи или аварии водовода.

Внутрискважинное оборудование нагнетательных скважин состоит из колонны НКТ наружным диаметром 73 мм.

Нагнетательная скважина 7 снабжена 146 мм эксплуатационной колонной, скважины 58 и 74 – 168 мм колонной, в скважине 1 – 245 мм эксплуатационная колонна. Глубина подвески НКТ на всех скважинах выше верхних отверстий интервала перфорации на глубину от 8 м (скважина 7) до 176 м (скважина 1).

Согласно перспективному плану добычи нефти максимальный объём закачки воды в целом по месторождению приходится на 2032 г. и составляет 1152 тыс. м³. Исходя из максимальной суточной потребности в закачиваемой воде в размере 3,1 тыс. м³/сут, понадобится 15 нагнетательных скважин.

С учётом характеристики основных показателей разработки проведён расчёт технологических показателей работы нагнетательных скважин, приведённый в таблице 6.5.2.

Таблица 6.5.1 – Физико-химический состав пластовых и закачиваемых вод месторождения Морское

| Место отбора | Интервал отбора | Дата отбора | ρ , г/см ³ | рН | Компоненты, мг/л | | | | | | Σ мин г/л |
|--|---|-------------|----------------------------|-----|------------------|------|-------|--------|-----------------|------------------|-----------|
| | | | | | Ca | Mg | Na+K | Cl | SO ₄ | HCO ₃ | |
| скв. 113 блок Огайское | 307,7-547,7 | 24.09.2019 | 1,180 | 7,2 | 5329 | 1213 | 38102 | 71464 | 42,4 | 378,1 | 116,5 |
| скв. 30 блок Огайское | 1051,0-1054,0 | 29.08.2019 | 1,134 | 6,0 | 4851 | 2091 | 64203 | 113523 | 21,0 | 205,3 | 184,9 |
| скв. 342 блок Западный | 1185,5-1186,6 1188,2-1192,2 | 29.08.2019 | 1,091 | 7,0 | 5356 | 2182 | 38711 | 75308 | 6,05 | 368,5 | 121,9 |
| скв. 401 блок Западный | 1100,0-1163,0 1178,0-1228,0 1240,0-1380,0 | 29.08.2019 | 1,159 | 6,4 | 4088 | 2346 | 38806 | 73753 | 85,3 | 158,3 | 119,2 |
| скв. 30 блок Огайское | 1051,0-1054,0 | 08.11.2021 | 1,084 | 6,4 | 6669 | 3597 | 32919 | 72745 | 27,5 | 476,5 | 116,4 |
| скв. 187 блок Огайское | 785,0-787,0 | 08.11.2021 | 1,093 | 6,8 | 5488 | 5328 | 31544 | 73785 | 31,8 | 128,1 | 116,3 |
| скв. 139 блок Огайское | 770,5-772,0 | 08.11.2021 | 1,091 | 6,2 | 7384 | 4481 | 31500 | 74458 | 24,2 | 382,1 | 118,2 |
| скв. 50 блок Огайское | 647,5-649,5 | 08.11.2021 | 1,092 | 7,5 | 7369 | 4024 | 30094 | 71046 | 30,2 | 179,6 | 112,7 |
| скв. 162 блок Огайское | 804,0-806,0 808,0-811,0 | 08.11.2021 | 1,092 | 6,8 | 4097 | 6103 | 30487 | 71825 | 27,5 | 353,7 | 112,9 |
| скв. 59 блок Западный | 1008,3-1010,0 1012,5-1019,0 | 08.11.2021 | 1,096 | 6,8 | 5484 | 4880 | 34901 | 77611 | 22,5 | 205,5 | 123,1 |
| скв. 19 блок Западный | 1231,7-1237,0 | 08.11.2021 | 1,097 | 7,5 | 8036 | 3103 | 36580 | 79484 | 33,1 | 290,1 | 127,5 |
| скв. 56 блок Западный | 978,5-981,8 | 08.11.2021 | 1,095 | 7,4 | 7714 | 3789 | 30843 | 72125 | 31,8 | 175,6 | 114,7 |
| скв. 70 блок Огайское | 1342,0-1348,0 | 06.12.2021 | 1,089 | 6,2 | 7094 | 2265 | 39565 | 79915 | 0,03 | 380,5 | 129,2 |
| скв. 134 блок Западный | 1382,0-1385,0 1393,0-1396,0 1398,5-1402,5 | 06.12.2021 | 1,121 | 6,4 | 5704 | 2812 | 50073 | 95223 | 0,04 | 414,0 | 154,3 |
| Сточная вода с РВС-1000 м ³ | | 05.08.2021 | 1,096 | 7,6 | 5872 | 3340 | 41763 | 84400 | 44,0 | 157,5 | 135,5 |
| Сточная вода с РВС-400 м ³ | | 05.08.2021 | 1,095 | 7,6 | 6962 | 2223 | 36648 | 75194 | 33,1 | 156,3 | 121,2 |
| Сточная вода с РВС-400 м ³ | | 05.08.2021 | 1,099 | 7,6 | 7345 | 3120 | 38836 | 81854 | 39,3 | 152,7 | 131,3 |
| Нагнетательная скважина 74 блок Огайское | | 08.11.2021 | 1,101 | 7,4 | 6942 | 4655 | 31163 | 73743 | 23,9 | 249,2 | 116,8 |
| Нагнетательная скважина 1 блок Огайское | | 08.11.2021 | 1,101 | 6,8 | 7315 | 4882 | 30306 | 73726 | 24,1 | 276,7 | 116,5 |
| Нагнетательная скважина 7 блок Восточный | | 08.11.2021 | 1,100 | 7,4 | 6195 | 4965 | 33140 | 76067 | 19,6 | 277,1 | 120,5 |
| Нагнетательная скважина 9 блок Западный | | 08.11.2021 | 1,100 | 7,0 | 5467 | 4644 | 32715 | 73497 | 21,1 | 245,6 | 116,6 |
| Нагнетательная скважина 58 блок Западный | | 08.11.2021 | 1,100 | 7,0 | 6953 | 6662 | 27418 | 73802 | 25,5 | 307,9 | 115,2 |

Таблица 6.5.2 – Технологические показатели работы системы ППД месторождения Морское

| Годы | Фонд нагнетательных скважин | Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м ³ /сут | Годовая закачка воды, тыс м ³ | Годовая добыча попутно-добываемой воды, тыс м ³ | Недостающие объёмы воды тыс м ³ | Объёмы воды, подлежащие утилизации, тыс м ³ |
|------|-----------------------------|--|--|--|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 2022 | 7 | 214,2 | 523,9 | 730,9 | - | 207,0 |
| 2023 | 7 | 193,2 | 535,9 | 832,0 | - | 296,1 |
| 2024 | 8 | 173,0 | 539,9 | 950,9 | - | 411,0 |
| 2025 | 9 | 207,7 | 720,1 | 1017,7 | - | 297,6 |
| 2026 | 10 | 214,7 | 818,8 | 1080,2 | - | 261,4 |
| 2027 | 11 | 202,6 | 843,1 | 1219,2 | - | 376,1 |
| 2028 | 12 | 188,1 | 847,9 | 1226,9 | - | 379,0 |
| 2029 | 13 | 210,5 | 1021,6 | 1204,9 | - | 183,3 |
| 2030 | 14 | 190,7 | 991,7 | 1175,8 | - | 184,1 |
| 2031 | 15 | 188,9 | 1048,3 | 1157,0 | - | 108,7 |
| 2032 | 16 | 190,9 | 1125,1 | 1135,2 | - | 10,1 |
| 2033 | 16 | 190,2 | 1121,2 | 1109,1 | 12,1 | - |
| 2034 | 16 | 185,0 | 1090,6 | 1086,7 | 3,9 | - |
| 2035 | 16 | 179,5 | 1058,1 | 1059,7 | - | 1,6 |
| 2036 | 14 | 124,4 | 646,9 | 599,0 | 47,9 | - |
| 2037 | 14 | 124,0 | 644,9 | 600,4 | 44,5 | - |
| 2038 | 14 | 121,0 | 629,5 | 597,2 | 32,3 | - |
| 2039 | 14 | 120,2 | 625,1 | 597,3 | 27,8 | - |
| 2040 | 14 | 120,7 | 627,9 | 597,0 | 30,9 | - |
| 2041 | 14 | 120,3 | 625,6 | 597,1 | 28,5 | - |
| 2042 | 14 | 118,4 | 615,7 | 591,1 | 24,6 | - |
| 2043 | 14 | 117,7 | 612,2 | 590,7 | 21,5 | - |
| 2044 | 14 | 117,2 | 609,8 | 590,0 | 19,8 | - |
| 2045 | 14 | 116,7 | 606,8 | 589,8 | 17,0 | - |
| 2046 | 13 | 116,3 | 564,8 | 552,1 | 12,7 | - |
| 2047 | 10 | 96,5 | 368,0 | 377,9 | - | 9,9 |
| 2048 | 10 | 95,8 | 365,4 | 367,6 | - | 2,2 |
| 2049 | 10 | 95,1 | 362,6 | 366,2 | - | 3,6 |
| 2050 | 10 | 94,3 | 359,9 | 364,7 | - | 4,8 |
| 2051 | 9 | 87,8 | 304,4 | 309,0 | - | 4,6 |
| 2052 | 9 | 86,9 | 301,4 | 306,9 | - | 5,5 |
| 2053 | 9 | 86,0 | 298,3 | 304,7 | - | 6,4 |
| 2054 | 9 | 85,1 | 295,1 | 302,3 | - | 7,2 |
| 2055 | 7 | 45,4 | 125,9 | 106,6 | 19,3 | |

Начиная с 2022 г. объём добычи сточной воды превышает объём закачиваемой воды в систему ППД. В связи с этим необходимо предусмотреть вопрос утилизации излишков попутно-добываемой воды через поглощающие скважины.

Начиная с 2033 г. объёмов попутно-добываемой воды для обеспечения технологических показателей разработки месторождения Морское будет недостаточно. Недостающие объёмы воды могут покрываться либо морской водой, либо водозаборной водой водоносных горизонтов.

Перед началом закачки к 2033 г. необходимо будет выполнить комплексные исследования на стабильность, совместимость, коррозионную активность и содержание СВБ пластовой, сточной и воды либо морской, либо водоносного горизонта.

Для того, чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода для целей ППД месторождения Морское должна соответствовать установленным требованиям [4], приведённым в таблице 6.5.3.

Таблица 6.5.3 – Требования к качеству закачиваемой воды

| Параметры | Объекты | | | | |
|---|--|------------|------------|------------|------------|
| | Ю, Iз | II | IIIв | IIIз | IVо |
| Стабильность | стабильна | | | | |
| Совместимость с пластовыми водами | снижение приёмности допускается не более 20% | | | | |
| Количество мехпримесей | до 50 мг/л | до 15 мг/л | до 50 мг/л | до 15 мг/л | до 15 мг/л |
| Содержание нефтепродуктов | до 50 мг/л | до 15 мг/л | до 50 мг/л | до 15 мг/л | до 15 мг/л |
| Размер взвешенных частиц | 90% частиц не крупнее 5 мкм | | | | |
| Содержание растворённого кислорода | менее 0.5 мг/л | | | | |
| Содержание железа (II) | менее 1 мг/л | | | | |
| Содержание сероводорода | отсутствие | | | | |
| Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) | отсутствие | | | | |

В 2021 г. лабораторией ТОО «КазНИГРИ» проводились исследования содержания и нефтепродуктов в закачиваемой воде, отобранной с РВС (таблица 6.5.4).

Таблица 6.5.4 – Результаты исследований по контролю качества закачиваемой воды

| Место отбора | Дата отбора | Механические примеси, мг/л | Нефтепродукты мг/л |
|---|-------------|----------------------------|--------------------|
| Сточная вода с РВС-1000 м ³ №3 | 05.08.2021 | - | 3,80 |
| Сточная вода с РВС-400 м ³ №1 | 05.08.2021 | - | 5,83 |
| Сточная вода с РВС-400 м ³ №2 | 05.08.2021 | - | 3,99 |

Результаты исследований показывают, что по количеству нефтепродуктов закачиваемая вода соответствует предъявляемым требованиям [4].

В настоящее время дозирование реагентов в закачиваемую воду не проводится.

К числу факторов, осложняющих реализацию системы ППД, можно отнести низкую, не соответствующую проектной, приёмность нагнетательных скважин. Породы продуктивных аптских, среднеальбских и верхнеальбских отложений месторождения Морское представлены песчаниками, песками и глинами. Глины плотные, слабо алевролитистые, слабослюдистые, иногда карбонатные. Для увеличения проницаемости подобных терригенных коллекторов, характеризующихся наличием силикатных, кварцевых и глинистых образований рекомендуется применение глинокислотного раствора (ГКР).

Породы продуктивных отложений неокома и нижнеальбских отложений месторождения Морское представлены переслаиванием мергеля, известняка, доломита, чередование песков, глин, реже песчаников и алевролитов. Глины серые с зеленоватым оттенком, плотные, песчанистые, карбонатные. Пески и песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые, слюдистые, слабо глинистые, на карбонатно - глинистом цементе. Для увеличения проницаемости коллекторов, представленных и карбонатными и терригенными породами рекомендуется двухэтапная обработка. Перед закачкой глинокислотного раствора (ГКР) рекомендована соляно-кислотная обработка с целью снижения неэффективного расходования плавиковой кислоты на растворение карбонатов (расход соляно-кислотного раствора -0,1-0,2 м³/м вскрытой мощности).

При реализации системы ППД необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды. Согласно [5] необходимо проводить ежедневный контроль содержания нефтепродуктов и мехпримесей в закачиваемой воде и раз в квартал на нагнетательных скважинах осуществлять замеры забойного давления.

6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт

Система подготовки воды должна быть закрытой, чтобы избежать контакта добываемой воды с атмосферой. Нагнетательная скважина должна быть оснащена штуцерным клапаном и расходомером для контроля распределения нагнетаемой воды.

Существуют следующие методы очистки воды от нефти и мехпримесей: отстой, флотация, осаждение, фильтрация и сепарация. Подготовка воды чаще всего осуществляется путем отстоя в резервуаре сточной воды. В таких условиях частицы менее 5 мкм осаждаются медленно, и гранулометрический состав взвесей не контролируется. Более тонкую очистку обеспечивает фильтрация и сепарирование под действием центробежных сил.

Очистка от нефти осуществляется отстоем в резервуаре цеха подготовки нефти. В случае превышения требуемых норм очистки в технологическую схему может быть включен блок гидроциклонов типа жидкость–жидкость.

Предварительная очистка от механических примесей проводится отстоем в резервуаре. Дополнительная подготовка воды может осуществляться путем ее фильтрации через различного рода фильтры (фильтры грубой очистки, фильтры на пористых средах, патронные фильтры) или с помощью сепарации в гидроциклонах и центрифугах.

В настоящее время подготовка воды для закачки в пласт производится на ПСиПН месторождения Морское. Отделившаяся попутно добываемая вода сливается в ОПФ-3000,

где фильтруется от остаточной нефти и направляется в резервуары пластовой воды РВС-1000 м³ № 3, РВС-400 м³ № 1 и № 2, откуда насосами НБ-125 откачивается в нагнетательные скважины.

Чтобы не допустить гидравлического разрыва пласта, необходимо определить предельно допустимое устьевое давление, при котором возможно осуществлять закачку рабочего агента в пласт. Расчёт устьевых давлений нагнетания производится исходя из того, что забойное давление должно быть на 10% ниже давления гидроразрыва пласта.

В таблице 6.6.1 приведены расчётные допустимые значения давления нагнетания и забойных давлений по объектам разработки.

Таблица 6.6.1 – Результаты расчёта допустимых устьевых давлений для нагнетательных скважин месторождения Морское

| Параметры | Объекты | | | | | |
|-----------------------------------|---------|------|-------|------|-------|------|
| | Ю | Із | ІІ | ІІв | ІІз | ІVо |
| Средняя глубина залегания, м | 917 | 979 | 1162 | 1280 | 1377 | 1384 |
| Пластовое давление, МПа | 6,9 | 9,1 | 10,98 | 8,0 | 13,51 | 14,3 |
| Допустимое забойное давление, МПа | 18,6 | 19,8 | 23,4 | 25,7 | 27,7 | 27,8 |
| Допустимое устьевое давление, МПа | 12,0 | 11,0 | 12,7 | 18,0 | 14,5 | 13,8 |

По системе заводнения для рекомендуемого варианта разработки предполагается обустроить:

- В 2022 г. – перевод 2-х скважин из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 7 единиц;
- В 2024 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 8 единиц;
- В 2025 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 9 единиц;
- В 2026 г. – перевод 1-й скважин из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 10 единиц;
- В 2027 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 11 единиц;
- В 2028 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 12 единиц;
- В 2029 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 13 единиц;
- В 2030 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 14 единиц;
- В 2031 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 15 единиц.

- В 2032 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 16 единиц.

Все нагнетательные скважины оборудовать нагнетательной арматурой.

Проложить высоконапорные водоводы до нагнетательных скважин.

7 ТРЕБОВАНИЯ 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

С учетом горно-геологических условий бурения, на основании опыта пробуренных скважин (месторождения Морское, Огайское) и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан, для бурения вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин на месторождении Морское, включая блок Огайское, рекомендуется следующая конструкция:

Направление 339,7 мм x 50 м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

Кондуктор 244,5 мм x 350 м. Устанавливается для перекрытия водоносных пластов, для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна 168,3 мм x 1400м (для вертикальных скважин.)
Эксплуатационная колонна 168,3 мм x 1400/1800 м (для наклонно-направленных и горизонтальных скважин). Устанавливается для разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья (для горизонтальных скважин при наличии фильтра: от фильтра до устья) скважины.

За 2022 год на месторождении Морское, включая блок Огайское, планируется бурение 3 наклонно-направленных скважин (№№ 410, 413, 415) и 2 горизонтальных скважин (№№ 408, 412).

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Рекомендуемая конструкция скважин.

| Наименование колонн | Диаметр долота, мм | Диаметр колонны, мм | Глубина спуска, м | Высота подъема цемента от устья, м |
|--|--------------------|---------------------|-------------------|--|
| Направление | 444,5 | 339,7 | 50 | устье |
| Кондуктор | 311,2 | 244,5 | 350 | устье |
| Эксплуатационная | | | | |
| - для вертикальных скважин | 215,9 | 168,3 | 1400 | устье |
| - для наклонно-направленных и горизонтальных скважин | 215,9 | 168,3 | 1400/1800* | устье (при наличии фильтра: от фильтра до устья) |

Примечание: В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн. На каждой проектной скважине глубину спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.

* - глубина по вертикали/по стволу.

За отчётный период (с 2018 по 2021 годы) на месторождении Морское, включая блок Огайское пробурены 51 скважины, в том числе:

- за период 2018 год 19 скважин, из них 8 скважин (№№ 362, 364, 380, 342, 360, 402, 400, 401) на Западном блоке Морское, а 11 скважин (№№ 201, 200, 504, 500, 503, 501, 502, 505, 202, 506, 203) на Огайском блоке.

- за период 2019 год 16 скважин на Огайском блоке (№№ 186, 187, 519, 524, 516, 512, 522, 507, 518, 517, 529, 523, 532, 525, 510, 509)

- за период 2021 год 16 скважин на Огайском блоке (№№ 508, 515, 511, 526, 531, 527, 528, 513, 530, 514, 407, 416, 414, 411, 417, 409).

Кроме этого, за период 2020 год пробурены 4 скважины: 3 горизонтально-оценочных скважин (№№ 63-1, 65, 66) и 1 наклонно-направленная оценочная скважина № Р-2, а за период 2021 год пробурена одна оценочная – горизонтальная скважина № 64-1.

С учетом оценочных скважин, за отчетный период с 2018 по 2021 годы на месторождении Морское, включая блок Огайское пробурены 56 скважин.

Фактические конструкции пробуренных скважин представлены в таблице 7.1.2:

Таблица 7.1.2 – Фактические конструкции скважин

| Годы | № скв | Назначение | Вид скважины | Направление | | Кондуктор | | Экс. колонна | |
|------------------------------|-------|------------|--------------|-------------------|----------------------|-------------------|----------------------|-------------------|----------------------|
| | | | | глубина спуска, м | наружный диаметр, мм | глубина спуска, м | наружный диаметр, мм | глубина спуска, м | наружный диаметр, мм |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Западный блок Морское | | | | | | | | | |
| 2018 | 362 | Экспл. | накл.напр | 53,5 | 339,7 | 350,8 | 244,5 | 1300,0 | 168,3 |
| 2018 | 364 | Экспл. | накл.напр | 53,8 | 339,7 | 347,6 | 244,5 | 1368,5 | 168,3 |
| 2018 | 380 | Экспл. | накл.напр | 50,2 | 339,7 | 351,6 | 244,5 | 1478,9 | 168,3 |
| 2018 | 342 | Экспл. | накл.напр | 53,4 | 339,7 | 349,5 | 244,5 | 1498,8 | 168,3 |
| 2018 | 360 | Экспл. | накл.напр | 54,2 | 339,7 | 354,8 | 244,5 | 1492,6 | 168,3 |
| 2018 | 402 | Экспл. | накл.напр | 54,5 | 339,7 | 353,3 | 244,5 | 1512,0 | 168,3 |
| 2018 | 400 | Экспл. | горизонт. | 54,5 | 339,7 | 350,3 | 244,5 | 1473,0 | 168,3 |
| 2018 | 401 | Экспл. | горизонт. | 54,6 | 339,7 | 352,6 | 244,5 | 1406,6 | 168,3 |
| 2020 | Р-2 | Оценочная | накл.напр | 53,29 | 339,7 | 356,67 | 244,5 | 1903,94 | 168,3 |
| Огайский блок | | | | | | | | | |
| 2018 | 201 | Экспл. | накл.напр | 50,5 | 339,7 | 349,4 | 244,5 | 963,8 | 168,3 |
| 2018 | 504 | Экспл. | горизонт. | 49,0 | 339,7 | 355,0 | 244,5 | 1071,2 | 168,3 |
| 2018 | 500 | Экспл. | горизонт. | 52,3 | 339,7 | 349,4 | 244,5 | 1154,5 | 168,3 |
| 2018 | 503 | Экспл. | горизонт. | 53,9 | 339,7 | 354,1 | 244,5 | 1301,0 | 168,3 |
| 2018 | 501 | Экспл. | горизонт. | 54,0 | 339,7 | 352,5 | 244,5 | 1143,1 | 168,3 |
| 2018 | 502 | Экспл. | накл.напр | 53,6 | 339,7 | 353,2 | 244,5 | 1127,9 | 168,3 |
| 2018 | 505 | Экспл. | горизонт. | 53,0 | 339,7 | 352,4 | 244,5 | 1234,0 | 168,3 |
| 2018 | 200 | Экспл. | накл.напр | 54,3 | 339,7 | 352,5 | 244,5 | 1008,0 | 168,3 |
| 2018 | 506 | Экспл. | накл.напр | 53,6 | 339,7 | 353,1 | 244,5 | 1273,1 | 168,3 |
| 2018 | 202 | Экспл. | накл.напр | 53,4 | 339,7 | 352,0 | 244,5 | 1100,8 | 168,3 |
| 2018 | 203 | Экспл. | горизонт. | 52,6 | 339,7 | 354,6 | 244,5 | 1072,2 | 168,3 |
| 2019 | 524 | Экспл. | горизонт. | 54,9 | 339,7 | 352,0 | 244,5 | 1100,7 | 168,3 |
| 2019 | 519 | Экспл. | горизонт. | 52,0 | 339,7 | 352,8 | 244,5 | 1002,2 | 168,3 |

Продолжение таблицы 7.1.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|

| | | | | | | | | | |
|------|------|-----------|-----------|-------|-------|--------|-------|------------------------------|-------|
| 2019 | 516 | Экспл. | горизонт. | 50,9 | 339,7 | 353,3 | 244,5 | 1710,6 | 168,3 |
| 2019 | 186 | Экспл. | горизонт. | 48,0 | 339,7 | 351,2 | 244,5 | 884,9 | 168,3 |
| 2019 | 512 | Экспл. | горизонт. | 53,4 | 339,7 | 357,4 | 244,5 | 1182,1 | 168,3 |
| 2019 | 522 | Экспл. | накл.напр | 51,2 | 339,7 | 357,8 | 244,5 | 1128,2 | 168,3 |
| 2019 | 507 | Экспл. | горизонт. | 53,9 | 339,7 | 354,7 | 244,5 | 1274,0 | 168,3 |
| 2019 | 187 | Экспл. | накл.напр | 53,0 | 339,7 | 355,8 | 244,5 | 854,3 | 168,3 |
| 2019 | 518 | Экспл. | горизонт. | 50,8 | 339,7 | 354,2 | 244,5 | 1006,9 | 168,3 |
| 2019 | 517 | Экспл. | горизонт. | 53,7 | 339,7 | 354,1 | 244,5 | 1392,1 (1852,4 фильтр) | 168,3 |
| 2019 | 529 | Экспл. | горизонт. | 53,2 | 339,7 | 351,5 | 244,5 | 1238,4 (1571,9 фильтр) | 168,3 |
| 2019 | 523 | Экспл. | горизонт. | 47,2 | 339,7 | 357,5 | 244,5 | 1275,6 | 168,3 |
| 2019 | 532 | Экспл. | горизонт. | 52,2 | 339,7 | 356,0 | 244,5 | 1091,0 | 168,3 |
| 2019 | 525 | Экспл. | горизонт. | 51,9 | 339,7 | 347,5 | 244,5 | 1169,5 | 168,3 |
| 2019 | 510 | Экспл. | горизонт. | 52,1 | 339,7 | 348,9 | 244,5 | 1245,4 (1558,0 фильтр) | 168,3 |
| 2019 | 509 | Экспл. | горизонт. | 53,3 | 339,7 | 349,8 | 244,5 | 1746,9 | 168,3 |
| 2021 | 508 | экспл. | горизонт. | 51,5 | 339,7 | 358,56 | 244,5 | 1074,22 | 168,3 |
| 2021 | 515 | экспл. | горизонт. | 54,86 | 339,7 | 358,37 | 244,5 | 1097,32 | 168,3 |
| 2021 | 511 | экспл. | горизонт. | 52,9 | 339,7 | 358,9 | 244,5 | 1272,48 | 168,3 |
| 2021 | 526 | экспл. | горизонт. | 52,71 | 339,7 | 355,88 | 244,5 | 1029,82 | 168,3 |
| 2021 | 531 | экспл. | горизонт. | 52,7 | 339,7 | 354,87 | 244,5 | 1061,07 | 168,3 |
| 2021 | 527 | экспл. | горизонт. | 54,95 | 339,7 | 356,49 | 244,5 | 1155,9 | 168,3 |
| 2021 | 528 | экспл. | горизонт. | 53,94 | 339,7 | 233,92 | 244,5 | 1097,86 | 168,3 |
| 2021 | 513 | экспл. | горизонт. | 52,18 | 339,7 | 358,23 | 244,5 | 1052,53 | 168,3 |
| 2021 | 530 | экспл. | горизонт. | 53,43 | 339,7 | 324,51 | 244,5 | 1152,72 | 168,3 |
| 2021 | 514 | экспл. | горизонт. | 53,5 | 339,7 | 353,99 | 244,5 | 1049,43 | 168,3 |
| 2021 | 407 | экспл. | горизонт. | 52,35 | 339,7 | 350,37 | 244,5 | 1077,04 | 168,3 |
| 2021 | 416 | экспл. | горизонт. | 52,28 | 339,7 | 352,45 | 244,5 | 990,52 | 168,3 |
| 2021 | 414 | экспл. | горизонт. | 53,31 | 339,7 | 353,62 | 244,5 | 1014,33 | 168,3 |
| 2021 | 411 | экспл. | горизонт. | 53,08 | 339,7 | 352,06 | 244,5 | 1170,98 | 168,3 |
| 2021 | 417 | экспл. | горизонт. | 54,1 | 339,7 | 353,46 | 244,5 | 1069,95 | 168,3 |
| 2021 | 409 | экспл. | горизонт. | 54,95 | 339,7 | 354,24 | 244,5 | 1057,39 | 168,3 |
| 2020 | 63-1 | Оценочная | горизонт. | 51,34 | 339,7 | 358,35 | 244,5 | 1146,46 | 168,3 |
| 2020 | 65 | Оценочная | горизонт. | 54,06 | 339,7 | 127,53 | 244,5 | 1201,9 | 168,3 |
| 2020 | 66 | Оценочная | горизонт. | 55,0 | 339,7 | 358,2 | 244,5 | 1197 | 168,3 |
| 2021 | 64-1 | Оценочная | горизонт. | 56,05 | 339,7 | 356,97 | 244,5 | 1677,2 | 168,3 |

Согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», отклонение фактической глубины скважины от предусмотренной в рабочем проекте не должно превышать ± 250 м. По предоставленным данным отклонения при бурении выше допущенной нормы не зафиксированы.

Необходимо отметить, что конструкция горизонтальных скважин предлагается согласно индивидуальным техническим проектам.

Выбор буровой установки производится в соответствии с проектной глубиной и конструкцией скважин. Бурение скважин рекомендуется производить с мобильной буровой установки с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой

обсадной/бурильной колонны и ведения аварийных работ - допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40%.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения, иметь систему приготовления и обработки бурового раствора, комплекс очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора и другие системы для обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала, иметь достаточное количество долот с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Выбор технологии цементирования и тампонажных материалов проведен с учетом геологических условий, рекомендуемой конструкции скважин и анализа крепления ранее пробуренных скважин.

Рекомендации по цементированию скважин представлены в таблице 7.1.3.

Таблица 7.1.3 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Рекомендации по цементированию обсадных колонн.

| Наименование показателей | Направление 339,7мм x 50м | Кондуктор 244,5 мм x 350 м | | Эксплуатационная колонна 168,3 мм x 1400/1800 м | |
|--|--------------------------------------|---|-------------------------------------|--|--|
| | | I порция | II порция | I порция | II порция |
| Высота подъема цемента | до устья | до устья | на 150-175 м выше башмака | до устья | на 150-200 м выше кровли продуктивных горизонтов |
| Тип цемента | ПЦТ I-CC-50 | ПЦТ I-CC-50 или класс G(HSR) | | ПЦТ I-CC-100 или класс G(HSR) | |
| Плотность цементного раствора, г/см ³ | 1,82-1,85 | 1,50-1,55 | 1,89-1,90 | 1,55-1,65 | 1,89-1,90 |
| Добавки | ускоритель схватывания, пеногаситель | облегчающая добавка, ускоритель схватывания, пеногаситель | понижитель водоотдачи, пеногаситель | облегчающая добавка, понижитель водоотдачи, пеногаситель | понижитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель |
| Буферная жидкость | техническая вода | техническая вода, ПАВ | | техническая вода, ПАВ, буферный материал | |

Для получения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий:

- обеспечивать качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования (применять ингибированные буровые растворы; использовать буферные жидкости с добавлением ПАВ для эффективного удаления толстой глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных колонн; обеспечивать минимальный разрыв во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования);

- применять эффективные добавки и химреагенты (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;
- обеспечивать наиболее эффективный режим течения буферной жидкости и цементных растворов в затрубном пространстве;
- проводить расхаживание или вращение обсадной колонны для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора;
- использовать две цементируемые пробки для наилучшего разделения бурового и цементного растворов;
- применять технологическую оснастку (центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин.

Результаты оценки качества цементирования эксплуатационных колонн в скважинах, пробуренных и зацементированных за отчетный период, представлены в таблице 7.1.4:

Таблица 7.1.4 – Оценка качества цементирования эксплуатационных колонн

| № скв | Контакт цемента с колонной (АКЦ) | | | |
|------------------------------|----------------------------------|-----------|--------|-------------|
| | сплошное | частичное | плохое | отсутствует |
| | % | % | % | % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Западный блок Морское | | | | |
| 362 | 44,27 | 41,63 | 13,73 | 0,37 |
| 364 | 82,13 | 13,29 | 3,21 | 1,37 |
| 380 | 58,62 | 27,89 | 13,49 | 0 |
| 342 | 48,64 | 39,27 | 8,77 | 1,35 |
| 360 | 54,29 | 37,38 | 6,46 | 1,33 |
| 402 | 46,3 | 34,2 | 14,5 | 5,0 |
| 400 | 82,8 | 14,1 | 3,1 | 0 |
| 401 | 83,5 | 13,6 | 2,9 | 0 |
| P-2 | 30,52 | 20,55 | 35,28 | 13,65 |
| Огайский блок | | | | |
| 201 | 40,85 | 33,99 | 20,16 | 4,36 |
| 504 | 22,08 | 37,95 | 28,13 | 11,84 |
| 500 | 41,3 | 36,5 | 11,66 | 10,54 |
| 503 | 55,8 | 25,29 | 10,9 | 8,01 |
| 501 | 59,98 | 28,77 | 5,46 | 5,79 |
| 502 | 43,44 | 35,22 | 14,56 | 6,78 |
| 505 | 57,37 | 22,32 | 5,62 | 14,69 |
| 200 | 49,26 | 37,06 | 13,68 | 0 |
| 506 | 51,28 | 41,29 | 7,13 | 0 |
| 202 | 55,35 | 28,92 | 15,13 | 0,6 |
| 203 | 56,25 | 23,03 | 19,21 | 1,51 |

Продолжение таблицы 7.1.4

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-----|-------|-------|-------|------|
| 524 | 46,90 | 30,2 | 22,90 | 0 |
| 519 | 60,03 | 18,84 | 12,87 | 8,26 |
| 516 | 39,4 | 26,0 | 18,6 | 16,0 |
| 186 | 27,87 | 56,71 | 15,03 | 0,39 |
| 512 | 63,3 | 18,2 | 14,6 | 3,9 |

| | | | | |
|------|-------|-------|-------|-------|
| 522 | 68,3 | 19,0 | 5,9 | 6,8 |
| 507 | 66,4 | 21,8 | 6,0 | 5,8 |
| 187 | 45,02 | 30,99 | 23,74 | 0,25 |
| 518 | 62,12 | 21,23 | 9,13 | 7,52 |
| 517 | 16,0 | 43,5 | 30,3 | 10,2 |
| 529 | 23,0 | 31,2 | 26,2 | 19,6 |
| 523 | 38,6 | 47,7 | 13,5 | 0,2 |
| 532 | 77,15 | 9,35 | 6,14 | 7,36 |
| 525 | 61,5 | 25,5 | 6,0 | 7,0 |
| 510 | 79,48 | 8,42 | 1,26 | 10,84 |
| 509 | 27,2 | 18,4 | 38,9 | 15,5 |
| 508 | 87,7 | 11,0 | 1,3 | 0 |
| 515 | 90,9 | 2,1 | 2,2 | 4,8 |
| 511 | 91,9 | 6,3 | 1,8 | 0 |
| 526 | 95,5 | 1,5 | 0,1 | 2,9 |
| 531 | 69,8 | 11,3 | 9,8 | 9,1 |
| 527 | 56,2 | 20,6 | 14,6 | 8,6 |
| 528 | 79,5 | 18,6 | 0,5 | 2,0 |
| 513 | 48,6 | 33,7 | 16,3 | 1,4 |
| 530 | 78,7 | 13,0 | 4,1 | 4,2 |
| 514 | 54,26 | 15,41 | 18,7 | 11,63 |
| 407 | 77,5 | 16,5 | 3,9 | 2,1 |
| 416 | 63,5 | 35,8 | 0 | 0,7 |
| 414 | 44,8 | 16,4 | 25,6 | 13,2 |
| 411 | 76,6 | 12,8 | 2,5 | 8,1 |
| 417 | 64,2 | 26,2 | 8,8 | 0,9 |
| 409 | 79,8 | 17,0 | 2,0 | 1,2 |
| 63-1 | 51,6 | 33,0 | 14,0 | 1,4 |
| 65 | 75,2 | 23,7 | 1,1 | - |
| 66 | 28,62 | 28,26 | 16,75 | 26,37 |
| 64-1 | 72,96 | 17,93 | 7,3 | 1,81 |

На основании представленной промысловой информации по скважинам (заключительные отчеты о бурении скважин, заключения по результатам акустической цементометрии) видно, что качество цементирования скважин эксплуатационных колонн, в целом, неплохое. Однако, необходимо отметить, что качество цементирования эксплуатационных колонн по скважинам достаточно неоднородно. Высокое качество цементирования можно отметить в скважинах №№ 364, 400, 401 Западном блоке Морское, а на скважинах №№ 508, 510, 511, 512, 515, 525, 526, 528, 530, 532, 407, 409, 64-1 Огайском блоке. На остальных анализируемых скважинах характер сцепления цементного камня с колонной в основном представлен чередованием интервалов частичного, хорошего и плохого сцепления, что может быть следствием неполноты вытеснения бурового раствора цементным.

Как показал анализ и оценка качества, цементирование скважин является одной из основных задач, требующих решения при строительстве и освоении скважин.

Результатом цементирования должно быть предотвращение межпластовых перетоков и формирование герметичного цементного кольца.

На практике выполнение этой задачи трудноразрешимо из-за недостаточной изученности всех факторов, влияющих на образование цементного камня и идеализации процессов, происходящих в затрубном пространстве.

Существенное влияние на герметичность заколонного пространства оказывает оснастка, подготовка ствола скважины к проведению тампонажных работ, составы тампонажных смесей и буферных жидкостей, средства и технологические способы цементирования.

Следует отметить влияние субъективных факторов на качество цементирования:

-несоблюдение требований технологических проектов на строительство скважин в части технологии цементирования и параметров растворов (недостаточное количество технологической оснастки, применение буровых растворов с повышенной водоотдачей, снижение плотности тампонажного раствора за счет избыточной воды, закачка нестабильного по плотности цементного раствора);

-отсутствие необходимых тампонажных материалов (качественных цемента, химреагентов) и современной цементировочной техники.

Качество цементирования обсадных колонн зависит от многих факторов.

Влияние каждого из этих факторов однозначно оценить невозможно, поэтому для улучшения качества цементирования в целом необходимо свести к минимуму негативное воздействие некоторых из них, возможно имеющих место на анализируемых скважинах.

К таким факторам можно отнести:

-неустойчивый кавернозный ствол скважин и низкое качество бурового раствора, параметры которого не всегда соответствуют проектным;

-эксцентричное расположение обсадных колонн из-за недостаточного количества применяемой технологической оснастки, приводящее к образованию застойных зон и неполному вытеснению бурового раствора цементным;

-несоответствующее качество тампонажных растворов.

7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Требования к буровым растворам для вскрытия продуктивных пластов разрабатывается с учетом горно-геологических условий и ожидаемых осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин на территории месторождения Морское, включая блок Огайское.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы связанные с геологическими условиями проводки скважины:

- поглощения бурового раствора в процессе бурения;

- нефтегазопроявления;
- осыпи и обвалы стенок скважины;
- прихваты бурильного инструмента;
- сальникообразования.

Для вскрытия продуктивных пластов, т.е. бурение интервала под эксплуатационную колонну, где содержится большое количество аргиллитов, использовать ингибированный полимерный буровой раствор.

В качестве ингибитора глин и аргиллитов использовать KCl (содержание, которого в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 3 %) в сочетании с другими реагентами-ингибиторами глин и аргиллитов.

Так как продуктивные пласты вскрываются совместно с отложениями верхнего и нижнего мела, в разрезе которых содержится более 40 % глин, а также, учитывая высокую глинистость продуктивных пластов (до 20 %), при использовании не ингибированных промывочных жидкостей, велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными аргиллитами и легкодиспергирующими-мися глинами разреза. Это приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, к кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, и, как следствие, может приводить к ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивного пласта и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение их необходимо производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, который должен 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);
- в качестве утяжелителя бурового раствора до плотности 1,40 г/см³ использовать карбонат кальция с целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивного пласта (пористость, проницаемость).
- в случае возникновения поглощений бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент (карбонат кальция различного размера гранул и их конфигурации), во избежание

загрязнения коллектора, либо закачивать различные пакки LCM в зависимости от интенсивности поглощений.

При использовании в качестве ингибитора аргиллитов KCl, для обеспечения эффекта ингибирования, содержание его в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 3 %

За 50-100 м до вскрытия продуктивных пластов, содержащих сероводород и углекислый газ, начать ввод поглотителей или нейтрализаторов сероводорода и углекислого газа, так как в нефтяном газе содержание углекислого газа до 11 % объемных и сероводорода до 0,84 % объемных.

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения, первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном буровом растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% пластового давления. С этой целью, вскрытие поглощающего горизонта производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно потеря бурового раствора, потеря циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов должны производиться современными перфораторами. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважинах, за один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (0,8-1,2 м) и диаметра (12-14 мм).

На основе анализа сравнительных показателей различных кумулятивных перфораторов для вторичного вскрытия продуктивных пластов рекомендуется применить перфорационные системы, с плотностью зарядов 16 отв. на 1 пог. метр.

Для снижения вредного воздействия, оказываемого буровым раствором на продуктивный пласт во время бурения, и исключения вредного воздействия перфорационной жидкости во время перфорации при репрессии, рекомендуется перфорировать продуктивные пласты, в среде чистой жидкости перфораторами, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах.

Поэтому в процессе бурения под эксплуатационную колонну и освоение скважины в качестве промывочной и перфорационной жидкости рекомендуются бурение данного интервала, с целью сохранения коллекторских характеристик (пористость, проницаемость) продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, производить с использованием ингибированного полимерно-хлоркалиевого бурового раствора с низким

содержанием твердой фазы с введением дополнительных полимерных реагентов для усиления ингибирующих свойств.

В качестве ингибирующей добавки в буровой раствор, с использованием которого бурился предыдущий интервал, вводится 3-4 % КСl (хлористого калия) и ХВ-полимер (типа Родопол-23П). Перед вводом КСl в буровой раствор предварительно обработать реагентом стабилизатором по водоотдаче и вязкости Форалис-380П. Для регулирования щелочности бурового раствора использовать едкий калий КОН (или NaOH). С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в качестве утяжеляющей и временно закупоривающей добавки использовать кислоторастворимый карбонат кальция. В целом система бурового раствора, должна полностью отвечать основным требованиям, предъявляемым к нему при вскрытии продуктивных пластов. Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды применять жидкость с плотностью, соответствующей правилам на строительство скважин. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Из всех известных методов вызова притока и освоения скважин предлагается использовать свабирование – понижение уровня в скважине, в которую спущена колонна НКТ. Это наиболее производительный способ и может осуществляться с использованием фонтанной арматуры со специальным лубрикатром.

При слабом притоке жидкости произвести плавный перевод скважины на механизированный способ эксплуатации.

Все работы по вскрытию продуктивных горизонтов, вызова притока и освоения скважин должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по технике безопасности.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

По результатам гидродинамических расчетов основных технико - экономических показателей разработки, приведенных в разделах 4-6 обосновывается проект плана добычи нефти, объемы буровых работ по рекомендуемому варианту.

В таблице 8.1 для рекомендуемого **варианта 2**, приведена динамика ввода новых скважин и их дебитов, динамика добычи нефти и закачки воды, динамика фонда скважин и средних дебитов скважин по нефти и по жидкости в целом по месторождению Морское, включая блок Огайское.

Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объем буровых работ по месторождению Морское, включая блок Огайское

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для эффективной разработки требуется в процессе осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию.

Виды исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения определены на основании «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр РК», а также опыта разработки месторождений подобного типа.

Комплекс исследований контроля разработки должен включать исследования по новым скважинам, вводимым из бурения, и добывающим и нагнетательным скважинам действующего фонда при проведении ремонта или геолого-технических мероприятий.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Морское, включая блок Огайское предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Промысловые исследования.
- Промыслово-геофизические исследования скважин.
- Гидродинамические исследования пластов и скважин.
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа.
- Физико-химические исследования попутной воды.

Перечисленные виды и методы характеризуются своими возможностями и ограничениями, поэтому только их комплексное использование позволяет получать достаточно достоверную информацию, необходимую для управления процессами разработки.

Комплекс исследований по контролю за разработкой месторождения Морское, включая блок Огайское, их периодичность и выполнение за анализируемый период **приведены в таблице 9.1.**

Обязательный комплекс промысловых исследований включает в себя: определение забойных и пластовых давлений, дебитов нефти, жидкости добывающих скважин, обводнённости и газового фактора.

Определение пластового давления

Определение пластового давления должно осуществляться глубинным скважинным манометром во время первичных испытаний в виде разовых исследований по всем

скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области). После этого, пластовое давление необходимо контролировать систематически в действующих добывающих скважинах не реже одного раза в квартал.

Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных и с автономной регистрацией) в фонтанных и насосных скважинах (через затрубное пространство).

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим скважинам новым и после выхода из ремонта и систематически – в действующих скважинах не реже одного раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня (с помощью эхолотов) и последующего пересчета.

В настоящее время, для наблюдения за пластовым и забойным давлениями по действующим и наблюдательной скважине, применяются высокочувствительные электронные манометры, которые используются для проведения специальных исследований производительности скважин и взаимовлияния скважин.

Определение дебита жидкости по добывающим скважинам и приёмности по нагнетательным скважинам.

В целях контроля разработки разовые измерения дебитов должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

Периодичность замеров дебитов составляет: при опробовании скважин - не менее трех раз на каждом режиме; при эксплуатации - для низкодебитных скважин (до 5 т/сут) один раз в 30 дней, для среднедебитных скважин (5-25 т/сут) один раз в 15 дней и 1-2 раза в неделю для высокодебитных скважин (более 25 т/сут).

Определение обводнённости продукции добывающих скважин

Обводнённость должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и систематически в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции.

Периодичность замеров обводнённости дифференцирована для безводных скважин (<2 %), низко и среднеобводнённых скважин (2-90 %) и высокообводнённых скважин (>90 %) и составляет: по безводным скважинам – ежемесячно, по низко и

среднеобводнённым – каждые две недели, по высокообводнённым скважинам – еженедельно.

Определение газового фактора

Газовый фактор определяется разовыми исследованиями по всем добывающим скважинам новым и после ремонта. Газовый фактор на скважинах, разрабатываемых при забойных давлениях выше давления насыщения и характеризующихся начальным газовым фактором, определяется один раз в год. По скважинам, разрабатываемым при забойных давлениях ниже давления насыщения, с повышенным газовым фактором (превышающим начальное содержание растворенного газа) измеряется ежемесячно.

Определение пластовой температуры

Пластовая температура определяется разовыми исследованиями во всех новых скважинах и систематически по всем действующим и наблюдательным скважинам не реже одного раза в квартал.

Измерение статических и динамических устьевых давлений

Измерение динамических устьевых давлений необходимо проводить ежедневно (или не реже одного раза в неделю) по всему фонду скважин. Измерение статических устьевых давлений по действующему добывающему фонду скважин необходимо проводить при каждой остановке скважины, но не реже одного раза в квартал.

Контроль за эксплуатацией скважин

Проводимые мероприятия по определению технического состояния наземного и подземного оборудования, являются обязательными для выявления и своевременного устранения неисправностей.

Контроль технического состояния оборудования должен включать: проведение регулярного визуального осмотра и профилактического ремонта наземного оборудования (смазка запорных устройств и механизмов); опрессовку устьевого и подземного оборудования; при проведении ПРС проверку состояния подземного оборудования и при обнаружении неисправностей его замену.

Контроль внутрискважинного оборудования проводится на основе результатов наблюдений за трубным и затрубным давлениями, изменения соотношений которых в большую или меньшую сторону характеризуют состояние подземной части скважины.

При контроле эксплуатации скважин должен проводиться регулярный замер дебита и обводнённости продукции, устьевых и затрубных давлений, по результатам которых намечаются геолого-технические мероприятия. Для оптимизации работы скважин необходимо проводить регулярные исследования скважин (замеры пластовых и забойных

давлений манометром в фонтанных скважинах, отбивка эхолотом динамического и статического уровней в механизированных скважинах). По результатам замера пластовых и забойных давлений, устанавливается необходимый режим работы фонтанных скважин. Контроль насосной скважины рекомендуется проводить с помощью эхолота, позволяющего отбивать динамический и статический уровни, и датчиков, установленных в шкафах управления, что при постоянном замере дебитов нефти и воды даёт возможность оперативного вмешательства для установки оптимального режима при помощи смены режима откачки (частотный регулятор) и устранения неполадок.

Данные результатов систематического контроля режимов эксплуатации скважин, проводимых на них ремонтов, изменений режимов должны фиксироваться в специальных журналах и рапортах. По этим фактическим данным корректируются технологические режимы эксплуатируемой скважины, на последующий период (месяц или квартал). Зафиксированные данные о работе скважины за весь период её эксплуатации служат исходным материалом при установлении оптимального режима работы, как данной скважины, так и других скважин, находящихся в аналогичных условиях, а также позволят правильно вести разработку всего месторождения в целом.

На основании систематического изучения эксплуатации каждой скважины должны составляться графики проведения профилактических работ, своевременное выполнение которых обеспечивает нормальную работу скважин и сохранение заданного режима эксплуатации.

Гидродинамические методы контроля за процессом разработки

К гидродинамическим методам исследований относятся методы определения свойств или комплексных характеристик продуктивных пластов и скважин по результатам экспериментальных наблюдений на изучаемых объектах взаимосвязей между дебитами скважин и определяющими их забойными давлениями.

При гидродинамических исследованиях скважин получают ценную информацию о свойствах пород, строении пласта внутри и вне контура нефтеносности, типе коллекторов, состоянии призабойной зоны скважин.

Результаты гидродинамических исследований позволяют получить данные о фильтрационных характеристиках пласта, как в пределах исследуемой скважины, так и на значительном удалении от нее, установить наличие и положение непроницаемых границ и зон резкого изменения фильтрационных свойств пласта, мест перетока жидкостей из одного пласта в другой и др.

В промышленной практике применяются три основных метода гидродинамических исследований:

метод установившихся отборов;

метод восстановления давления;

метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание).

Исследования методом установившихся отборов

Гидродинамические исследования методом установившихся отборов проводятся с целью контроля продуктивности добывающих скважин, изучения влияния режима работы скважины на её производительность и оценки фильтрационных параметров разрабатываемой залежи.

При исследовании этим методом непосредственно измеряется дебит добывающей скважины (или приемистость нагнетательной скважины) и соответствующее значение забойного давления последовательно на нескольких, достаточно близких к установившимся, режимах эксплуатации скважины.

Метод установившихся отборов позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины, а также оценить значение комплексного параметра – гидропроводности пласта.

Исследования должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также по действующим скважинам до и после ремонтов (ГТМ), связанных с изменением состояния призабойной зоны, так и систематически – по действующим добывающим скважинам не реже одного раза в год.

Исследования методом восстановления давления

Данные исследования проводятся в виде разовых исследований по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам, а также скважинам, вышедшем из ремонта, и систематически по действующим добывающим скважинам не реже одного раза в год. Кривые восстановления давления (КВД) должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных или дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. Исследование скважин методом восстановления давления включает измерение пластового давления.

Основными целями, стоящими перед этими исследованиями, являются определение продуктивных характеристик скважин, оценка степени ухудшения продуктивности скважин (скин-эффект), эффективности заканчивания, фильтрационных параметров пластов.

Для обработки КВД с учетом дополнительного притока жидкости к забою скважин после остановки необходимо одновременно с регистрацией КВД на забое регистрировать изменение буферного и затрубного давлений. Прямое измерение продолжающегося притока в скважину возможно, если исследование методом восстановления давления проводится комплексным глубинным прибором, имеющим как датчик давления, так и высокочувствительный датчик расхода.

Метод исследования взаимодействия скважин

Метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание) используется для определения осредненных значений параметров гидропроводности и пьезопроводности пластов на участках между выбранными парами исследуемых скважин в условиях неустановившейся фильтрации жидкости. При этом решается также качественная задача: установить наличие или отсутствие гидродинамической связи по пласту между забоями исследуемых скважин.

Этот вид исследования относится к единичным замерам, которые выполняются по мере необходимости.

Кроме комплекса гидродинамических исследований могут проводиться также специальные исследования:

исследования, направленные на оценку технологической эффективности геолого-технических мероприятий;

исследования, направленные на оценку эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Данные исследования проводятся по специальным программам, утверждаемым главным инженером и главным геологом предприятия недропользователя.

9.1 Контроль физико-химических свойств нефти, газа и воды

Свойства пластовой нефти и газа находятся в прямой зависимости от термобарических условий и могут изменяться в значительной степени в процессе разработки месторождения вследствие постоянно меняющихся условий в пластах, особенно при осуществлении процесса заводнения. Так как свойства добываемых флюидов определяют выбор системы разработки, добычи и подготовку, необходимо обеспечивать проведение периодических лабораторных и промысловых исследований по их изучению.

Кроме того, данные исследования осуществляются в целях контроля выработки пластов и технологического контроля режимов скважин, предупреждения осложнений при их эксплуатации.

Для контроля разработки эксплуатационных объектов в обязательный комплекс систематических исследований входят следующие физико-химические исследования:

- отбор и исследование глубинных проб нефти;
- отбор и исследование дегазированных проб нефти;
- определение состава добываемого газа;
- отбор и определение состава попутно-добываемых и закачиваемых вод;

Отбор и исследование глубинных проб нефти

Рекомендуется производить разовые отборы глубинных проб по новым скважинам при опробовании в них продуктивных пластов, по эксплуатационным скважинам по мере необходимости после осуществления какого-либо технологического или технического мероприятия. Отбор должен производиться глубинными пробоотборниками в непосредственной близости от зоны притока нефти. Отбор производится при невысокой обводненности и устойчивом газовом факторе. Для корректного определения газосодержания обводненность не должна быть выше 30 %. Отбор и исследования проб должны проводиться согласно ОСТу 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти».

Отбор и исследование поверхностных проб нефти и попутно-добываемой воды

С целью контроля за основными свойствами нефти в поверхностных условиях рекомендуется отбирать устьевые пробы нефти раз в полугодие. Параметры дегазированной нефти должны определяться при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования проб в соответствии с действующими в отрасли стандартами. Необходимо определять вязкостно-плотностные характеристики нефти в стандартных условиях, ее фракционный состав, содержание парафинов, асфальто-смолистых компонентов и серы, температуру застывания и насыщения парафином, содержание связанной воды, солей и механических примесей.

Для контроля за течением процесса заводнения и вытеснения нефти закачиваемым агентом в пласте, а также для контроля за процессами солеотложений и коррозии, рекомендуется проводить отбор проб попутно-добываемой воды для определения ее состава и свойств. Пробы воды должны отбираться по эксплуатационным скважинам раз в квартал при достаточной обводненности для определения ионно-солевого состава и физических свойств.

Контроль за обводненностью

Контроль за обводненностью продукции скважин на месторождении должен производиться путем отбора устьевых проб раз в квартал. Кроме того при росте обводненности необходимо проводить дополнительные замеры с более частой периодичностью.

Контроль за составом нефтяного газа

Контроль за составом нефтяного газа должен проводиться по глубинным пробам после однократного разгазирования для определения изменений в составе газа и расчета текущего газового фактора. При отсутствии отбора глубинных проб необходимо вести контроль за составом газа по устьевым пробам.

Рекомендуемый комплекс физико-химических исследований, необходимый для осуществления контроля за разработкой в соответствии с нормативными документами и с учетом специфики месторождения представлен в таблице 9.1.1.

Таблица 9.1.1 – Комплекс исследований по контролю за разработкой

| Виды исследований | Категории и виды скважин | Периодичность |
|--|--|-----------------------|
| Физико-химические исследования | | |
| Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа | по новым скважинам (с учетом графика бурения и ввода в эксплуатацию) | Разовые исследования |
| | по эксплуатационным скважинам (с учетом гидродинамики и обводненности) | Разовые исследования |
| Отбор устьевых проб нефти | по эксплуатационным скважинам с учетом дебитов и обводненности | 1 раз в полугодие |
| Отбор устьевых проб попутно-добываемой воды для химического анализа | по добывающим скважинам при достаточной обводненности продукции | 1 раз в квартал |
| Анализ состава нефтяного газа | по добывающим скважинам | По мере необходимости |

9.2 Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования

Контроль за техническим состоянием скважин и работой подземного оборудования включает шаблонирование НКТ, динамометрию, изучение технического состояния эксплуатационных скважин и заколонных перетоков.

В скважинах, эксплуатируемых фонтанным способом, рекомендовано:

- ежедневно визуальным осмотром контролировать состояние устьевого оборудования (фонтанной арматуры);
- проводить ежедневные замеры трубного и затрубного давлений, а также давления на выкидной линии;

- пластовые и забойные давления определять с помощью глубинных манометров во время гидродинамических исследований.

В скважинах, эксплуатируемых механизированным способом, не реже одного раза в месяц проводить исследования динамического уровня.

Для контроля за работой скважин проводить замеры дебита жидкости и обводнённости продукции.

Работа скважин рекомендовано поддерживать с допустимыми параметрами, не нарушающими технологический режим, обеспечивающими целостность скважинного оборудования, безопасные условия эксплуатации.

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Согласно отчету «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.11.2018 г.» (Протокол ГКЗ РК за № 2423-22-У от 28.03.2022 г.)

На Государственном балансе РК геологические / извлекаемые запасы нефти в целом по месторождению составили по категориям:

по категории В – 2661 / 974 тыс.т.;

по категории С₁ – 27479 / 8904 тыс.т.;

по категории С₂ в целом по месторождению составили 5742 / 1357 тыс.т, из них по блоку Огайское -1741 /410 тыс. т, по Восточному блоку - 815 / 208 тыс. т и по Западному блоку 3186 /739 тыс. т. Из этих данных видно, что наибольшее количество запасов требующих доразведки сосредоточено в залежах Западного участка.

Недропользователем был составлен отчет «Дополнение №3 к проекту оценочных работ на контрактной территории месторождения Морское», который был рассмотрен на заседании ЦКРР 31.05.2018 г. Комитет геологии и недропользования утвердил данный проект (протокол № 6/1 от 31.05.2018 г.). Настоящим проектом период разведки для оценки был продлен до 17.02.2021 года. Согласно проекту в пределах залежей с запасами категории С₂ закладывалось бурение 9 независимых оценочных скважин на период 2018-2020 гг., из них на блоке Огайское – 3 наклонно-направленные скважины 80-Ог, 185-Ог, СЗО-1, в пределах Западного блока - 6 наклонно-направленных скважин ЮЗМ-1, 63-1-ЗМ, 64-1-ЗМ, 65-ЗМ, 66-ЗМ, 398-ЗМ. А также закладывалось бурение 4 разведочных скважин (113, 114, 158, 133) на блоке Огайское.

В 2019 г. из планируемого объема на блоке Огайское пробурены пять скважин 80-Ог, 185-Ог, СЗО-1, 113, 114, и в пределах Западного блока пробурены две скважины ЮЗМ-1 и 398-ЗМ.

С целью дальнейшего изучения залежей с запасами категории С₂ в предыдущем отчете [АР 2020] предлагалось пробурить оставшихся оценочных (63-1-ЗМ, 64-1-ЗМ, 65-ЗМ, 66-ЗМ) и (158, 133) разведочных скважин. В период с 01.01.2020г по 01.07.2021г согласно рекомендациям скважины 63-1-ЗМ, 64-1-ЗМ, 65-ЗМ, 66-ЗМ были пробурены на блоке Огайское, хотя они закладывались на Западном блоке.

На дату составления настоящего отчета проектные скважины 158 и 133 (разведочная) не были пробурены. Рекомендации остались в силе.

При проведении дальнейших работ на месторождении рекомендуется:

- продолжить бурение вышеперечисленных скважин согласно «Технологической схеме разработки месторождения Морское, включая блок Огайское»;

- также в Западном блоке пробурить 3 оценочных скважин – 403-ЗМ, 429-ЗМ, 430-ЗМ (см. граф. прил. ??).

При бурении скважин необходимо предусмотреть выполнение комплекса общих и детальных геофизических исследований скважин, отбор керна и глубинных проб нефти и газа из продуктивных горизонтов; проведение испытаний для перевода запасов категории С2 в С1. В случае получения пластовой воды определить полный химический состав, минерализацию воды.

12 ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

III вариант данного Проекта предусматривает проведение опытно-промышленных испытаний технологии повышения нефтеотдачи с применением в качестве вытесняющего агента водных растворов неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ).

Геолого-физические условия месторождения Морское, а именно коллекторские свойства, условия залегания пластов, свойства пластовой нефти и минерализация пластовой воды, соответствуют применению данного метода увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении [1].

Метод основан на способности водных растворов НПАВ существенно снижать межфазное поверхностное натяжение на границе раздела нефть-вода, изменять смачиваемость в системе нефть-вода-порода и свойства адсорбционных слоёв, образующихся на границе раздела вода-нефть и нефть-поверхность породы. Значительное снижение поверхностного натяжения на границах раздела является одной из причин более полного вытеснения нефти из пористой среды растворами ПАВ. Они также способствуют дроблению глобул нефти, охваченных водой, снижают необходимый перепад давления для фильтрации жидкостей в пористой среде, способствуют сокращению расхода воды и улучшают ее моющие свойства.

С гидродинамических позиций вытеснение нефти растворами ПАВ с низким межфазным натяжением представляет собой один из наиболее эффективных способов извлечения углеводородов, являющийся или приближающийся к вытеснению со смешением двух жидкостей. Такой метод направлен на максимально возможное извлечение всей находящейся в пласте нефти, в том числе и остаточной, после обычного заводнения. Коэффициент вытеснения при достаточном объеме оторочки в лабораторных экспериментах близок к 100%.

Существенным достоинством заводнения пластов водными растворами НПАВ – это исключительная простота технологии применения, транспортирования, хранения, приготовления и закачки в пласт. По сравнению с другими методами он может быть значительно легче внедрён в больших масштабах при незначительных дополнительных капитальных затратах. Неионогенные ПАВ малочувствительны к солям, применимы в широком диапазоне температур и хорошо совместимы с другими химическими реагентами.

Рекомендуемая концентрация НПАВ в закачиваемой воде – 0.05-0.1%. В качестве НПАВ рекомендуются к применению: оксиэтилированный изононилфенол – Неонол АФ-

12, оксиэтилированные алкилфенолы (типа ОП-10), блоксополимеры окисей этилена и пропилена (дисолваны, проксонолы и сепаролы).

Закачивание композиции НПАВ на месторождении Морское может быть осуществлено как в отдельные, так и во все нагнетательные скважины одновременно. В первом случае закачивание композиции проводится с помощью дозаторных насосов, расположенных на выкидной линии БКНС через водораспределительный пункт (ВРП) в отдельные скважины. Во втором случае закачивание НПАВ осуществляется путём добавок композиции в закачиваемую воду на БКНС, на приём насосов для лучшего перемешивания.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Совместный пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 02.01.2016 г.» АО «НИПИнефтегаз. г. Актау, 2016 г.
2. «Технологическая схема разработки месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию 01.01.2016 г.». АО «НИПИнефтегаз. г. Актау, 2016 г.
3. «Прирост и перевод запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское Атырауской области РК по состоянию изученности на 01.07.2017 г.».
4. «Анализ разработки месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.07.2017 г.». ТОО «Optimum». г. Актау, 2017 г.
5. «Проект разработки месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.01.2018 г.». АО «НИПИнефтегаз». г. Актау, 2018 г.
6. «Пересчет запасов нефти газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.11.2018 г.». АО «НИПИнефтегаз». г. Актау, 2019 г.
7. «Анализ разработки месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.01.2020 г.». ТОО «ОПТИМУМ». г. Актау, 2020 г.
8. «Авторский надзор за реализацией проектных решений месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.07.2021 г.» ТОО «ОПТИМУМ». г. Актау, 2021 г.
9. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.03.2022 г.).
10. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержден приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
11. «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» утвержден приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года № 329.
12. Лысенко В.Д. «Проектирование разработки нефтяных месторождений», 1987 г.
13. Лысенко В.Д. «Оптимизация разработки нефтяных месторождений», 1991 г.
14. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. «Рациональная разработка нефтяных м/р», 2005 г.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения | | | Ввод скважин из оценочного фонда | Фонд скважин с начала разработки | Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м | Перевод скв. в ППД из добыв. фонда | Перевод скв. с другого горизонта | Перевод скв. на другой горизонт | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагнетательных скважин на конец года | Среднегодовой дебит на 1 скважину | | Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут |
|----------------|-------------------------|------------|----------------|----------------------------------|----------------------------------|---|------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|-----------------|----------------|--|------------|---|-----------------------------------|-----------------|---|
| | всего | добывающих | нагнетательных | | | | | | | всего | нагнетательных | всего | мех. | | нефти, т/сут | жидкости, т/сут | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| 2022 | 5 | 5 | 0 | 9 | 143,0 | 180,2 | 2,0 | 1,0 | 1,0 | 0 | 0 | 136 | 136 | 7 | 12,0 | 29,6 | 214,2 |
| 2023 | 0 | 0 | 0 | 0 | 143,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 136 | 136 | 7 | 10,6 | 30,5 | 195,3 |
| 2024 | 0 | 0 | 0 | 0 | 143,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 135 | 135 | 7 | 9,3 | 34,6 | 225,0 |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 0 | 143,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 135 | 135 | 7 | 8,1 | 37,1 | 251,5 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 143,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 135 | 135 | 7 | 7,1 | 37,3 | 300,9 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 143,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 135 | 135 | 7 | 6,3 | 44,5 | 334,6 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 143,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 135 | 135 | 7 | 5,8 | 44,8 | 342,3 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 143,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 134 | 134 | 7 | 5,3 | 44,4 | 361,4 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 143,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 134 | 134 | 7 | 4,8 | 43,6 | 354,6 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 143,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 133 | 133 | 7 | 4,5 | 43,1 | 401,1 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 143,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 132 | 132 | 7 | 4,1 | 42,2 | 393,2 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 143,0 | 180,2 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0 | 0 | 132 | 132 | 7 | 3,8 | 41,8 | 384,5 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 143,0 | 180,2 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 1 | 0 | 131 | 131 | 7 | 3,5 | 41,1 | 376,1 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 143,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2 | 0 | 129 | 129 | 7 | 3,2 | 39,9 | 404,2 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 82,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 60 | 0 | 69 | 69 | 7 | 1,8 | 14,3 | 177,3 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 82,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 69 | 69 | 7 | 3,1 | 26,2 | 174,1 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 0 | 82,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 68 | 68 | 7 | 2,9 | 26,1 | 171,0 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 0 | 82,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 68 | 68 | 7 | 2,7 | 25,5 | 167,3 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 0 | 82,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 67 | 67 | 7 | 2,5 | 24,9 | 163,7 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 0 | 82,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2 | 0 | 65 | 65 | 7 | 2,4 | 25,0 | 160,7 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 0 | 82,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 65 | 65 | 7 | 2,3 | 24,7 | 156,4 |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | 0 | 82,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 64 | 64 | 7 | 2,1 | 24,2 | 154,0 |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | 0 | 82,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 64 | 64 | 7 | 2,0 | 24,1 | 152,0 |
| 2045 | 0 | 0 | 0 | 0 | 82,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2 | 0 | 62 | 62 | 7 | 1,9 | 24,1 | 149,8 |
| 2046 | 0 | 0 | 0 | 0 | 68,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 11 | 0 | 51 | 51 | 7 | 1,7 | 22,6 | 147,8 |
| 2047 | 0 | 0 | 0 | 0 | 68,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 51 | 51 | 7 | 1,9 | 27,1 | 145,8 |
| 2048 | 0 | 0 | 0 | 0 | 67,0 | 180,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2 | 0 | 49 | 49 | 7 | 1,9 | 27,2 | 143,7 |

Приложение 2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 1

| Годы и периоды | Добыча нефти тыс.т | Темп отбора от извлекаемых отбора, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов, % | Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обводненность продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м ³ | | Компенсация отбора закачкой, % | Добыча нефтяного газа, млн.м ³ | |
|----------------|--------------------|--------------------------------------|------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|---------------|------------------------------------|----------------|----------------------------|---|----------------|--------------------------------|---|--------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех. способ | всего | мех. способ | | годовая | накопленная | | годовая | накопленная |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 2022 | 555,1 | 5,6 | 9,0 | 4268,6 | 43,2 | 0,142 | 1373,0 | 1373,0 | 7963,9 | 7963,9 | 59,6 | 523,9 | 3164,5 | 39 | 17,0 | 132,0 |
| 2023 | 497,9 | 5,0 | 8,9 | 4766,5 | 48,3 | 0,158 | 1438,8 | 1438,8 | 9402,7 | 9402,7 | 65,4 | 541,7 | 3706,2 | 39 | 15,3 | 147,3 |
| 2024 | 434,4 | 4,4 | 8,5 | 5201,0 | 52,7 | 0,173 | 1620,9 | 1620,9 | 11023,6 | 11023,6 | 73,2 | 624,2 | 4330,3 | 41 | 13,3 | 160,6 |
| 2025 | 378,7 | 3,8 | 8,1 | 5579,6 | 56,5 | 0,185 | 1737,2 | 1737,2 | 12760,8 | 12760,8 | 78,2 | 697,8 | 5028,1 | 43 | 11,6 | 172,2 |
| 2026 | 333,3 | 3,4 | 7,8 | 5912,9 | 59,9 | 0,196 | 1746,4 | 1746,4 | 14507,2 | 14507,2 | 80,9 | 834,8 | 5862,9 | 51 | 10,2 | 182,4 |
| 2027 | 297,2 | 3,0 | 7,5 | 6210,0 | 62,9 | 0,206 | 2085,2 | 2085,2 | 16592,4 | 16592,4 | 85,7 | 928,1 | 6791,0 | 48 | 9,1 | 191,5 |
| 2028 | 271,2 | 2,7 | 7,4 | 6481,3 | 65,6 | 0,215 | 2097,1 | 2097,1 | 18689,5 | 18689,5 | 87,1 | 949,4 | 7740,5 | 49 | 8,3 | 199,9 |
| 2029 | 246,3 | 2,5 | 7,2 | 6727,5 | 68,1 | 0,223 | 2060,9 | 2060,9 | 20750,4 | 20750,4 | 88,1 | 1002,6 | 8743,1 | 53 | 7,6 | 207,4 |
| 2030 | 224,5 | 2,3 | 7,1 | 6952,0 | 70,4 | 0,231 | 2023,8 | 2023,8 | 22774,2 | 22774,2 | 88,9 | 983,7 | 9726,9 | 53 | 6,9 | 214,3 |
| 2031 | 205,6 | 2,1 | 7,0 | 7157,7 | 72,5 | 0,237 | 1986,6 | 1986,6 | 24760,8 | 24760,8 | 89,6 | 1112,6 | 10839,5 | 61 | 6,3 | 220,6 |
| 2032 | 188,8 | 1,9 | 6,9 | 7346,4 | 74,4 | 0,244 | 1947,2 | 1947,2 | 26708,0 | 26708,0 | 90,3 | 1090,8 | 11930,3 | 61 | 5,8 | 226,4 |
| 2033 | 173,0 | 1,8 | 6,8 | 7519,4 | 76,1 | 0,249 | 1900,8 | 1900,8 | 28608,8 | 28608,8 | 90,9 | 1066,7 | 12996,9 | 62 | 5,3 | 231,7 |
| 2034 | 159,7 | 1,6 | 6,8 | 7679,1 | 77,7 | 0,255 | 1859,4 | 1859,4 | 30468,2 | 30468,2 | 91,4 | 1043,4 | 14040,3 | 62 | 4,9 | 236,6 |
| 2035 | 146,8 | 1,5 | 6,7 | 7826,0 | 79,2 | 0,260 | 1811,9 | 1811,9 | 32280,1 | 32280,1 | 91,9 | 1121,2 | 15161,6 | 68 | 4,5 | 241,1 |
| 2036 | 78,6 | 0,8 | 3,8 | 7904,6 | 80,0 | 0,262 | 640,0 | 640,0 | 32920,1 | 32920,1 | 87,7 | 491,9 | 15653,4 | 84 | 2,4 | 243,5 |
| 2037 | 73,5 | 0,7 | 3,7 | 7978,1 | 80,8 | 0,265 | 626,7 | 626,7 | 33546,8 | 33546,8 | 88,3 | 482,8 | 16136,3 | 84 | 2,3 | 245,8 |
| 2038 | 68,5 | 0,7 | 3,6 | 8046,6 | 81,5 | 0,267 | 616,4 | 616,4 | 34163,3 | 34163,3 | 88,9 | 474,4 | 16610,6 | 84 | 2,1 | 247,9 |
| 2039 | 63,8 | 0,6 | 3,5 | 8110,4 | 82,1 | 0,269 | 602,0 | 602,0 | 34765,3 | 34765,3 | 89,4 | 464,2 | 17074,8 | 84 | 2,0 | 249,8 |
| 2040 | 59,4 | 0,6 | 3,4 | 8169,7 | 82,7 | 0,271 | 587,2 | 587,2 | 35352,5 | 35352,5 | 89,9 | 454,0 | 17528,8 | 85 | 1,8 | 251,7 |
| 2041 | 55,3 | 0,6 | 3,2 | 8225,0 | 83,3 | 0,273 | 573,2 | 573,2 | 35925,8 | 35925,8 | 90,4 | 445,9 | 17974,7 | 85 | 1,7 | 253,3 |
| 2042 | 51,2 | 0,5 | 3,1 | 8276,2 | 83,8 | 0,275 | 556,5 | 556,5 | 36482,2 | 36482,2 | 90,8 | 433,9 | 18408,5 | 86 | 1,6 | 254,9 |
| 2043 | 48,0 | 0,5 | 3,0 | 8324,2 | 84,3 | 0,276 | 545,3 | 545,3 | 37027,5 | 37027,5 | 91,2 | 427,1 | 18835,6 | 86 | 1,5 | 256,4 |
| 2044 | 45,1 | 0,5 | 2,9 | 8369,3 | 84,7 | 0,278 | 535,6 | 535,6 | 37563,0 | 37563,0 | 91,6 | 421,6 | 19257,2 | 87 | 1,4 | 257,8 |
| 2045 | 42,6 | 0,4 | 2,8 | 8411,9 | 85,2 | 0,279 | 527,1 | 527,1 | 38090,1 | 38090,1 | 91,9 | 415,6 | 19672,8 | 87 | 1,3 | 259,1 |
| 2046 | 35,7 | 0,4 | 2,4 | 8447,6 | 85,5 | 0,280 | 485,7 | 485,7 | 38575,8 | 38575,8 | 92,6 | 410,0 | 20082,8 | 93 | 1,1 | 260,2 |
| 2047 | 33,8 | 0,3 | 2,4 | 8481,3 | 85,9 | 0,281 | 479,1 | 479,1 | 39055,0 | 39055,0 | 93,0 | 404,4 | 20487,2 | 93 | 1,0 | 261,2 |
| 2048 | 31,6 | 0,3 | 2,3 | 8512,9 | 86,2 | 0,282 | 462,1 | 462,1 | 39517,1 | 39517,1 | 93,2 | 398,7 | 20885,9 | 95 | 1,0 | 262,2 |

Приложение 3 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения | | | Ввод скважин из оценочного фонда | Фонд скважин с начала разработки | Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м | Перевод скв. в ППД из добыв. фонда | Перевод скв. с другого горизонта | Перевод скв. на другой горизонт | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагнетательных скважин на конец года | Среднегодовой дебит на 1 скважину | | Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут |
|----------------|-------------------------|------------|----------------|----------------------------------|----------------------------------|---|------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|-----------------|----------------|--|------|---|-----------------------------------|-----------------|---|
| | всего | добывающих | нагнетательных | | | | | | | всего | нагнетательных | всего | мех. | | нефти, т/сут | жидкости, т/сут | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| 2022 | 5 | 5 | 0 | 9 | 143,0 | 180,2 | 2,0 | 1,0 | 1,0 | 0 | 0 | 136 | 136 | 7 | 12,0 | 29,6 | 214,2 |
| 2023 | 5 | 5 | 0 | 0 | 148,0 | 187,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 141 | 141 | 7 | 10,7 | 29,7 | 191,2 |
| 2024 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 187,5 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 139 | 139 | 8 | 9,3 | 33,4 | 173,8 |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 187,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 139 | 139 | 8 | 8,2 | 36,3 | 183,4 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 187,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 139 | 139 | 8 | 7,3 | 36,6 | 183,8 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 187,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 139 | 139 | 8 | 6,5 | 43,6 | 181,5 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 187,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 139 | 139 | 8 | 5,9 | 43,9 | 184,9 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 187,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 138 | 138 | 8 | 5,5 | 43,5 | 181,3 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 187,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 138 | 138 | 8 | 5,0 | 42,8 | 178,5 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 187,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 137 | 137 | 8 | 4,6 | 42,3 | 179,0 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 187,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 136 | 136 | 8 | 4,3 | 41,5 | 176,9 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 187,5 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0 | 0 | 136 | 136 | 8 | 4,0 | 41,2 | 174,3 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 187,5 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 1 | 0 | 135 | 135 | 8 | 3,7 | 40,4 | 172,2 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 187,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2 | 0 | 133 | 133 | 8 | 3,4 | 39,3 | 169,6 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 122,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 60 | 0 | 73 | 73 | 8 | 3,5 | 26,1 | 166,9 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 122,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 73 | 73 | 8 | 3,4 | 25,9 | 164,4 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 122,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 72 | 72 | 8 | 3,2 | 25,9 | 161,9 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 122,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 72 | 72 | 8 | 3,0 | 25,4 | 158,9 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 122,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 71 | 71 | 8 | 2,8 | 24,8 | 155,8 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 122,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2 | 0 | 69 | 69 | 8 | 2,7 | 25,0 | 153,4 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 122,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 69 | 69 | 8 | 2,5 | 24,5 | 148,6 |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 122,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 68 | 68 | 8 | 2,4 | 24,1 | 146,7 |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 122,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 68 | 68 | 8 | 2,3 | 24,1 | 145,1 |
| 2045 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 122,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2 | 0 | 66 | 66 | 8 | 2,2 | 24,1 | 143,4 |
| 2046 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 105,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 11 | 0 | 55 | 55 | 8 | 1,9 | 22,7 | 141,9 |
| 2047 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 105,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 55 | 55 | 8 | 2,2 | 26,9 | 140,2 |
| 2048 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 103,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 53 | 53 | 8 | 2,2 | 27,1 | 138,6 |
| 2049 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 103,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 53 | 53 | 8 | 2,1 | 26,8 | 136,9 |
| 2050 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 103,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 53 | 53 | 8 | 2,0 | 26,4 | 135,2 |

Продолжение приложения 3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
|------|---|---|---|---|-------|------|-----|-----|-----|----|----|----|----|----|-----|------|-------|
| 2051 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 94,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 49 | 49 | 7 | 1,9 | 24,6 | 131,2 |
| 2052 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 94,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1 | 0 | 48 | 48 | 7 | 1,9 | 24,7 | 129,2 |
| 2053 | 0 | 0 | 0 | 0 | 148,0 | 94,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 48 | 48 | 7 | 1,8 | 24,3 | 127,1 |

Приложение 4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 2

| Годы и периоды | Добыча нефти тыс.т | Темп отбора от извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов, % | Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обводненность продукции, % | Закачка рабочих агентов, тыс.м ³ | | Компенсация отбора закачкой, % | Добыча нефтяного газа, млн.м ³ | |
|----------------|--------------------|---------------------------------------|------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|-------------|------------------------------------|----------------|----------------------------|---|---------------|--------------------------------|---|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех. способ | всего | мех. способ | | годовая | накопленная | | годовая | накопленная |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 2022 | 555,1 | 5,6 | 9,0 | 4268,6 | 43,2 | 0,142 | 1373,0 | 1373,0 | 7963,9 | 7963,9 | 60 | 523,9 | 3164,5 | 39 | 17,0 | 132,0 |
| 2023 | 512,5 | 5,2 | 9,1 | 4781,2 | 48,4 | 0,159 | 1420,7 | 1420,7 | 9384,6 | 9384,6 | 64 | 530,5 | 3695,0 | 39 | 15,7 | 147,7 |
| 2024 | 451,4 | 4,6 | 8,9 | 5232,6 | 53,0 | 0,174 | 1622,4 | 1622,4 | 11007,0 | 11007,0 | 72 | 542,4 | 4237,3 | 35 | 13,8 | 161,6 |
| 2025 | 396,1 | 4,0 | 8,5 | 5628,6 | 57,0 | 0,187 | 1749,2 | 1749,2 | 12756,2 | 12756,2 | 77 | 572,3 | 4809,6 | 35 | 12,1 | 173,7 |
| 2026 | 350,0 | 3,5 | 8,2 | 5978,6 | 60,5 | 0,198 | 1763,5 | 1763,5 | 14519,7 | 14519,7 | 80 | 573,5 | 5383,1 | 35 | 10,7 | 184,4 |
| 2027 | 313,3 | 3,2 | 8,0 | 6291,9 | 63,7 | 0,209 | 2103,7 | 2103,7 | 16623,4 | 16623,4 | 85 | 566,5 | 5949,6 | 29 | 9,6 | 194,1 |
| 2028 | 286,7 | 2,9 | 8,0 | 6578,6 | 66,6 | 0,218 | 2117,2 | 2117,2 | 18740,6 | 18740,6 | 86 | 577,0 | 6526,6 | 30 | 8,8 | 202,9 |
| 2029 | 261,1 | 2,6 | 7,9 | 6839,8 | 69,2 | 0,227 | 2082,3 | 2082,3 | 20822,8 | 20822,8 | 87 | 565,7 | 7092,3 | 30 | 8,0 | 210,9 |
| 2030 | 238,9 | 2,4 | 7,9 | 7078,7 | 71,7 | 0,235 | 2046,4 | 2046,4 | 22869,2 | 22869,2 | 88 | 557,0 | 7649,3 | 30 | 7,3 | 218,2 |
| 2031 | 219,6 | 2,2 | 7,8 | 7298,3 | 73,9 | 0,242 | 2010,3 | 2010,3 | 24879,5 | 24879,5 | 89 | 558,6 | 8207,9 | 30 | 6,7 | 224,9 |
| 2032 | 202,3 | 2,0 | 7,8 | 7500,6 | 75,9 | 0,249 | 1972,0 | 1972,0 | 26851,5 | 26851,5 | 90 | 551,9 | 8759,9 | 31 | 6,2 | 231,1 |
| 2033 | 186,1 | 1,9 | 7,8 | 7686,7 | 77,8 | 0,255 | 1926,8 | 1926,8 | 28778,3 | 28778,3 | 90 | 544,1 | 9304,0 | 31 | 5,7 | 236,8 |
| 2034 | 172,4 | 1,7 | 7,9 | 7859,1 | 79,6 | 0,261 | 1886,4 | 1886,4 | 30664,7 | 30664,7 | 91 | 537,5 | 9841,5 | 31 | 5,3 | 242,1 |
| 2035 | 159,2 | 1,6 | 7,9 | 8018,3 | 81,2 | 0,266 | 1840,0 | 1840,0 | 32504,7 | 32504,7 | 91 | 529,4 | 10370,9 | 32 | 4,9 | 247,0 |
| 2036 | 90,5 | 0,9 | 4,9 | 8108,8 | 82,1 | 0,269 | 669,2 | 669,2 | 33173,9 | 33173,9 | 86 | 520,9 | 10891,8 | 85 | 2,8 | 249,8 |
| 2037 | 85,0 | 0,9 | 4,8 | 8193,8 | 83,0 | 0,272 | 656,8 | 656,8 | 33830,7 | 33830,7 | 87 | 512,9 | 11404,7 | 85 | 2,6 | 252,4 |
| 2038 | 79,7 | 0,8 | 4,7 | 8273,5 | 83,8 | 0,275 | 647,5 | 647,5 | 34478,3 | 34478,3 | 88 | 505,2 | 11909,9 | 85 | 2,4 | 254,8 |
| 2039 | 74,6 | 0,8 | 4,6 | 8348,0 | 84,5 | 0,277 | 634,1 | 634,1 | 35112,4 | 35112,4 | 88 | 495,8 | 12405,7 | 85 | 2,3 | 257,1 |
| 2040 | 69,7 | 0,7 | 4,6 | 8417,8 | 85,2 | 0,279 | 620,2 | 620,2 | 35732,6 | 35732,6 | 89 | 486,3 | 12892,0 | 86 | 2,1 | 259,3 |
| 2041 | 65,3 | 0,7 | 4,5 | 8483,1 | 85,9 | 0,281 | 607,1 | 607,1 | 36339,6 | 36339,6 | 89 | 478,9 | 13370,9 | 86 | 2,0 | 261,3 |
| 2042 | 60,9 | 0,6 | 4,4 | 8544,0 | 86,5 | 0,283 | 587,0 | 587,0 | 36926,6 | 36926,6 | 90 | 463,8 | 13834,7 | 86 | 1,9 | 263,1 |
| 2043 | 57,4 | 0,6 | 4,3 | 8601,4 | 87,1 | 0,285 | 576,7 | 576,7 | 37503,3 | 37503,3 | 90 | 457,8 | 14292,5 | 87 | 1,8 | 264,9 |
| 2044 | 54,3 | 0,5 | 4,2 | 8655,6 | 87,6 | 0,287 | 567,8 | 567,8 | 38071,1 | 38071,1 | 90 | 452,9 | 14745,4 | 87 | 1,7 | 266,6 |
| 2045 | 51,5 | 0,5 | 4,2 | 8707,1 | 88,1 | 0,289 | 560,1 | 560,1 | 38631,2 | 38631,2 | 91 | 447,6 | 15193,0 | 88 | 1,6 | 268,1 |
| 2046 | 44,4 | 0,4 | 3,8 | 8751,5 | 88,6 | 0,290 | 519,6 | 519,6 | 39150,8 | 39150,8 | 91 | 442,7 | 15635,6 | 94 | 1,4 | 269,5 |
| 2047 | 42,2 | 0,4 | 3,7 | 8793,7 | 89,0 | 0,292 | 513,7 | 513,7 | 39664,6 | 39664,6 | 92 | 437,7 | 16073,3 | 94 | 1,3 | 270,8 |
| 2048 | 39,8 | 0,4 | 3,7 | 8833,6 | 89,4 | 0,293 | 497,4 | 497,4 | 40162,0 | 40162,0 | 92 | 432,6 | 16505,9 | 96 | 1,2 | 272,0 |
| 2049 | 37,9 | 0,4 | 3,6 | 8871,5 | 89,8 | 0,294 | 491,6 | 491,6 | 40653,6 | 40653,6 | 92 | 427,3 | 16933,2 | 96 | 1,2 | 273,2 |
| 2050 | 36,1 | 0,4 | 3,6 | 8907,7 | 90,2 | 0,296 | 485,7 | 485,7 | 41139,3 | 41139,3 | 93 | 422,0 | 17355,2 | 96 | 1,1 | 274,3 |

Продолжение приложения 4

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 2051 | 33,0 | 0,3 | 3,4 | 8940,7 | 90,5 | 0,297 | 417,8 | 417,8 | 41557,1 | 41557,1 | 92 | 363,9 | 17719,1 | 96 | 1,0 | 275,3 |
| 2052 | 31,5 | 0,3 | 3,4 | 8972,2 | 90,8 | 0,298 | 411,4 | 411,4 | 41968,5 | 41968,5 | 92 | 358,3 | 18077,4 | 96 | 1,0 | 276,3 |
| 2053 | 29,9 | 0,3 | 3,3 | 9002,1 | 91,1 | 0,299 | 404,9 | 404,9 | 42373,4 | 42373,4 | 93 | 352,5 | 18430,0 | 96 | 0,9 | 277,2 |

