

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ
НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ» (КазНИГРИ)
(Гос. лиц. № 23002295 от 25.01.2023г)

Государственный регистрационный
№

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «KAZPETROL GROUP
(КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»
Газабеков Е.К.
« » 2024г



ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ХАИРКЕЛДЫ ЮГО-ЗАПАДНЫЙ

Договор №2231-23/276 от 14.09.2023г

Директор
ТОО «КазНИГРИ»:

Заместитель директора по проектной
деятельности:



ЮСУБАЛИЕВ Р.А.

ТУЛЕНБАЕВА Б.Р.

г. Атырау, 2024г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель НИР, Руководитель отдела проектирования и анализа разработки _____ Мухамбетова А.М.	(Общее руководство)
Ответственный исполнитель по геологии, Ведущий инженер отдела подсчета запасов и моделирования месторождений _____ Накесова К.К.	(Главы 2, 11, граф. приложения)
Ответственный исполнитель по разработке, Инженер отдела проектирования обустройства, технологии добычи, сбора и транспортировки УВС _____ Амиржанова А.Б.	(Реферат, Введение, главы 1, 3, 4, 6, 8, 9, 12, граф. приложения)
Директор департамента геологии и моделирования, к.г.-м.н. _____ Шестоперова Л.В.	(Главы 2, 9, 11)
Советник Директора _____ Каирбеков С.Б.	(Методическая помощь)
Исполнитель по ГИС Инженер отдела геофизики и петрофизики _____ Зияпеденова Г.Б.	(Разделы 2.2, 2.4)
Исполнитель по бурению, Руководитель отдела проектирования бурения и внутрискважинных работ _____ Исламов Х.М.	(Глава 7)
Исполнитель по экономике, Экономист административно-хозяйственного отдела _____ Сарсенова Ф.А.	(Разделы 3.5, 4.2, главы 5, 13)
Исполнитель по экологии, Руководитель отдела проектирования охраны недр и окружающей среды _____ Калемова Ж.Ж.	(Глава 10)

Ответственный за Документ-контроль: _____ Сейткалиева Г.К.

ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ

1	Полное наименование услуг:	Оказание услуги по разработке «Проект разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный» расположенный в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.10.2023г. с проектом ОВОС.			
2	Целевое назначение:	– анализ месторождения с рекомендациями по оперативному совершенствованию процесса разработки в соответствии с Кодексом Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании», «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр утверждённых Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 28 июня 2018 года № 17131 и «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», утвержденные МЭ РК в 2018 г. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК; – анализ текущего состояния разработки; – пересмотреть динамику ввода новых скважин (по годам), объемов эксплуатационного бурения; – анализ причин отклонения фактических показателей разработки от проектных по объектам разработки и месторождению; – уточнить технологические и экономические показатели разработки; – предусмотреть рекомендации по совершенствованию системы разработки в целях оптимизации добычи и увеличения коэффициентов извлечения углеводородного сырья; – предусмотреть комплексное исследование пластов как основа создания эффективной системы заводнения; – варианты разработки согласовать со специалистами ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»; – пересмотреть суммы обеспечения исполнения обязательств недропользователя по ликвидации последствий добычи, а также пересчет размера отчислений и периодичность выплат;			
3	Объект и место оказания услуг:	месторождение Хаиркелды Юго-Западный расположенный в Кызылординской области Республики Казахстан			
4	Основные исходные данные:	- Контракт на разведку и добычу нефти и газа (регистрационный № 2231 от 15.12.2006 г.; - Перевод и уточнение запасов нефти и растворенного газа месторождения Хаиркелды Юго-Западный (по состоянию изученности 02.01.2022г.) - Анализ разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный (по состоянию изученности 01.05.2022г.)			
№	Наименование работ	Ед. измерения	Количество	Срок оказания услуг	Примечание

1	Оказание услуги по разработке «Проект разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный» расположенный в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.10.2023г. с проектом ОВОС.		услуга	1	210 (двести десять) календарных дней
3	Сроки выполнения проекта	90 календарных дней	Состав и содержание проекта: 15. Общее сведение о месторождении 16. Геолого-физическая характеристика месторождения 1. Характеристика геологического строения 2. Характеристика толщины, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности. 3. Свойства и состав нефти, растворенного газа и воды. 4. Физико-гидродинамические характеристики. 5. Запасы нефти и газа 17. Подготовка геолого-промысловой и технико-экономической основы для проектирования разработки 1. Анализ результатов опробования и гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов. 2. Анализ текущего состояния пробной эксплуатации. 3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов. 1. Обоснование расчетных моделей пластов, их геолого-физических характеристик, принятых для расчета технологических показателей разработки. Детерминированная гидродинамическая модель, с использованием программы. 2. Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки (адаптация модели). 4. Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки. 1. Обоснование выделения эксплуатационных объектов по геолого-физическим характеристикам пластов. 2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики. 3. Обоснование рабочих агентом для воздействия на пласт. 4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки. 5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количество резервных скважин. 5. Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат принятых для расчетов экономических показателей. 18. Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки. 1. Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов. 2. Технологические показатели разработки вариантов. 3. Техничко-экономические показатели вариантов разработки. 4. Анализ расчетного коэффициента извлечения нефти. 19. Техничко-экономический анализ проектных решений 1. Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта. 20. Техника и технология добычи нефти и газа 1. Обоснования выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. 2. Мероприятия по борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин. 3. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин. 4. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения. 5. Утилизация газа.		

			21. Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин 1. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ; 2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин. 22. Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ 23. Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования 24. Охрана недр и окружающей среды 1. Физико-географические и климатические условия расположения месторождения. 2. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения. 3. Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе. 4. Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны). 5. Предложения по установлению нормативов ПДВ (предельно-допустимых выбросов). 6. Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения. 7. Производственные отходы предприятия. 8. Охрана недр. 9. Радиационная безопасность. 25. Мероприятия по доразведке месторождения 26. Опытно-промышленные испытания новых технологий и технических решений 27. Мероприятия по ликвидации последствий неадекватного и расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий промышленной разработки. Графический часть отчета должна быть представлена следующими материалами: – геологические профили по основным направлениям; – структурные карты продуктивных горизонтов; – карты нефтегазонасыщенных толщин по продуктивным горизонтам; – карту изобар по продуктивным горизонтам; – карту накопленных и текущих отборов по продуктивным горизонтам; – схемы расположения пробуренных и проектных скважин по объектам эксплуатации и по месторождению в целом; – схема обоснования ННК;
5.1.	Срок выполнения экспертизы и согласование проекта:	120 календарных дней	– Обеспечивает качественное оказание Услуги, в соответствии с требованиями законодательства РК; – Загрузка проекта для проведения скрининга намечаемой деятельности. Разработка проекта воздействия на окружающую среду согласно результатов скрининга – Исполнитель размещает объявления в СМИ о проведении экспертизы проекта, а также организует проведение общественных слушаний по разрабатываемому Проекту; – Общественные слушания проводятся в соответствии с правилами проведения общественных слушаний, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды; – Разработка проекта НДВ для получения эмиссий. – Получение экологического заключения. – До передачи проектной документации на проведение независимой экспертизы, проект должен быть согласован с Недропользователем (Заказчиком) на совместном заседании; – После внесения изменений, результаты подлежат рассмотрению в ЦКРР РК; – Экземпляр оригинала проекта направляется на хранение в Республиканский геологический фонд; – Исполнитель принимает на себя все необходимые расходы, связанные с получением всех необходимых разрешений и согласований;
5.2.	Гарантийный срок:	12 месяцев	
6	Условия оказания услуг:		
6.1	Сроки оказания услуг:	210 календарных дней с даты подписания договора.	
6.2	Результат предоставленных услуг:	Согласованный с учетом замечаний и рекомендаций независимых экспертов и членов Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений	

		углеводородов Республики Казахстан «Проект разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный» по состоянию изученности на 01.10.2023г. с проектом ОВОС в соответствии с действующим экологическим кодексом
6.3	Иной порядок оказания услуг:	устанавливается непосредственно инициатором
7	Условия оплаты:	
7.1	Порядок и срок оплаты:	Оплачивается Заказчиком по факту выполненных работ в течение 30 (тридцати) рабочих дней, с даты получения Заказчиком согласованных и утвержденных в уполномоченных государственных органах отчетов и проектов, на основании Акта выполненных Работ и полученного счета Исполнителя.
7.2	Расчет цены за оказанные услуги	В указанную цену входят расходы на предоставленные услуги, перевозку, стоимость материалов, уплату налогов, сборов, страховых взносов и иных обязательных платежей в соответствии с действующим законодательством РК, необходимых для исполнения Договора.
8	Форма завершения предоставленных услуг:	Акт выполненных работ. Отчетная информация передается в электронном виде на CD-диске и на бумажном носителе в кол-ве 3 экз. Формат отчетной информации: текстовый - .doc, табличный - xls, диаграммы - jpg или pdf.
9	Требования или условия предоставления услуг:	8. Наличие <u>Наличие</u> на работы и услуги в сфере углеводородов 9. Наличие государственной лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды; 10. Наличие у потенциального поставщика услуг специалистов в области геологии, геологического и гидродинамического моделирования (приложить копии дипломов, резюме и других документов); 11. Наличие специализированных программных продуктов: Petrel, Petrel Ocean, i-Navigator, ЭРА, PVTsim либо аналогичные программные продукты; 12. Наличие программных продуктов подтвердить электронной копией договора, при этом техническое сопровождение на момент участия в конкурсе должно быть с действующим обновлением на срок оказания услуг; 13. Наличие в штате специалистов по геологии, разработке, по петрофизике и в разработки специальных сертифицированных плагинов; 14. Предоставить для оказания услуг квалифицированный персонал, осуществляющий трудовую деятельность в штате потенциального поставщика с приложенными следующими подтверждающими документами, отсканированными с оригинала: удостоверение личности, дипломы, сертификаты, свидетельства, трудовые договоры; <u>Примечание:</u> Заказчик оставляет за собой право на проведение аудита на предмет соответствия потенциального поставщика предъявляемым требованиям, указанным в п. 10.
10	Контактное лицо Заказчика:	TOO «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» Республика Казахстан, г.Кызылорда Ул. Желтоқсан, здание 12, Тел. 8(7242)907177 Факс: 8(7242) 907178
11	Дополнительную информацию по технической спецификации необходимо получить у специалиста	Ахметов Нурлан Серикбаевич +7 777-340-30-35 8(7242) 907-177 (2507) n.akhmetov@kazpg.kz

Тепсірініс беретін / Заказчик:
«KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» ЖШС /
TOO «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»

Генеральный директор / Бас директiр


Е.К. Тазабеков



Орындаушы / Исполнитель:

Товарищество с ограниченной
ответственностью «Казахский научно-
исследовательский геологоразведочный
институт» ТОО «КазНИГРИ»/
ЖШС «Қазақ ғылыми-зерттеу геологиялық
барлау-мұнай институты» жауапкершілігі
шектеулі серіктестігі

Директор/Директор

Р.А. Юсубалиев



СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	18
ВВЕДЕНИЕ.....	19
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	21
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	23
2.1 Характеристика геологического строения	23
2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	23
2.1.2 Тектоника месторождения	26
2.1.3 Нефтегазоносность	33
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности.....	51
2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды.....	63
2.3.1 Свойства и состав нефти в пластовых условиях	64
2.3.2 Свойства и состав нефти в поверхностных условиях.....	66
2.3.3 Компонентный состав газа	70
2.3.4 Физические свойства и химический состав подземных вод	71
2.4 Физико-гидродинамические характеристики	74
2.5 Запасы нефти и газа	88
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ.....	98
3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	98
3.1.1 Характеристика энергетического состояния.....	112
3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	116
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	116
3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов.....	137
3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	145
3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки	145
3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки.....	147
3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки	148
3.4.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов	148
3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	122
3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт.....	131
3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки.....	131

3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	134
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	137
4.1 Технологические показатели вариантов разработки.....	137
4.2 Экономические показатели вариантов разработки	147
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр	152
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	154
5.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	154
6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....	156
6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	156
6.1.1 Характеристика работы скважин.....	156
6.1.2 Состояние устьевого и внутрискважинного оборудования скважин	158
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов.....	160
6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	163
6.3.1 Основные требования к системе промыслового обустройства	163
6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа.....	165
6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.....	166
6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	167
7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН.....	169
7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.....	169
7.1.1 Параметры бурового раствора.....	169
7.1.2 Выполнение требований и рекомендации по буровым растворам	171
7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	172
8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОМ БУРОВЫХ РАБОТ.....	176
9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	186
10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	195
10.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу	195
10.2 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ	197
10.3 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов	198
10.4 Мероприятия по охране почвенного покрова	200
10.5 Мероприятия по снижению негативного воздействия на животный мир	201
10.6. Мероприятия по охране недр.....	203
10.7. Радиационная безопасность.....	204

10.8. Мониторинг эмиссий. Виды работ по производственному экологическому контролю и объекты контроля.....	205
11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	206
12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....	210
13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	214
13.1 Объемы и этапы ликвидационных работ.....	215
13.2 Расчет затрат на демонтаж сооружений, коммуникаций и прочего	215
13.3. Рекультивация нарушенных земель	216
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	218
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ.....	220

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.4.1 – Виды специальных исследований, проведенных на керне	75
Таблица 2.5.1 – Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Хаиркелды Юго-Западный по состоянию на 02.01.2022г	90
Таблица 3.1.1 – Результаты исследований скважин и пластов.....	98
Таблица 3.1.2 – Результаты исследований скважин и пластов за период 2020г-01.01.2024г	99
Таблица 3.1.3 – Результаты замеров пластового давления за период 2020г-01.01.2024г	100
Таблица 3.1.4 - Результаты исследования скважины №1, горизонт М-II	102
Таблица 3.1.5 – Результаты исследования КВУ скважины №8, горизонт М-II	103
Таблица 3.1.6 – Результаты исследования КВД скважины ХЮЗ-14, горизонт М-II	105
Таблица 3.1.7 – Результаты исследования КВУ скважины ХЮЗ-3, горизонт Ю-I-A	106
Таблица 3.1.8 – Результаты исследования КВД скважины ХЮЗ-10, горизонт Ю-I-A	107
Таблица 3.1.9 – Результаты исследования КВД скважины ХЮЗ-2, горизонт Ю-II	109
Таблица 3.1.10 – Результаты исследования МУО и КВД скважины ХЮЗ-9, горизонт Ю-II	110
Таблица 3.1.11 – Результаты исследования КВД скважины ХЮЗ-12, горизонт Ю-II	111
Таблица 3.1.12 - Динамика замеренного пластового давления по годам	115
Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2024г	117
Таблица 3.2.2 – Распределение фонда скважин по дебитам нефти и жидкости по эксплуатационным объектам на 01.01.2024г	119
Таблица 3.2.3 - Динамика распределения фонда скважин по дебитам нефти и жидкости месторождения в целом за 2020-2023гг	119
Таблица 3.2.4 – Распределение фонда скважин по обводненности продукции эксплуатационных объектов на 01.01.2024г	119
Таблица 3.2.5 - Динамика распределения фонда добывающих скважин по обводненности продукции месторождения в целом за 2020-2023гг.....	119
Таблица 3.2.6 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту	132
Таблица 3.2.7 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту	133
Таблица 3.2.8 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по III объекту	134
Таблица 3.2.9 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по IV объекту.....	135
Таблица 3.2.10 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом	136
Таблица 3.2.11 - Выработка промышленных запасов нефти по блокам на 01.01.2024г	139
Таблица 3.2.12 - Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по I объекту	141
Таблица 3.2.13 - Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по II объекту	142
..... Ошибка! Закладка не определена.	
Таблица 3.2.14 - Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по III объекту	143
Таблица 3.2.15 – Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по IV объекту	144
.....	145
Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов.....	119
Таблица 3.4.2 –Исходные характеристики расчетных вариантов разработки I объекта.....	123
Таблица 3.4.3 – График ввода скважин из бурения. I объект	123
Таблица 3.4.4 – Исходные характеристики расчетных вариантов разработки II объекта	124
Таблица 3.4.5 – График ввода скважин из бурения. II объект	125
Таблица 3.4.6 –Исходные характеристики вариантов разработки III объекта	126
Таблица 3.4.7 – График ввода скважин из бурения. III объект.....	126
Таблица 3.4.8 –Исходные характеристики вариантов разработки IV объекта.....	127
Таблица 3.4.10 –Исходные характеристики расчетных вариантов разработки месторождения Хаиркелды Юго-западный	128
Таблица 3.4.11 – График ввода скважин из бурения. Месторождение Хаиркелды Ю.З.....	128
Таблица 3.4.12 - Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки.....	129
Таблица 3.4.13-Адресная программа ГТМ	130
Таблица 3.5.1 - Нормативы капитальных вложений.....	135

Таблица 3.5.2 – Цены	136
Таблица 3.5.3 - Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат	136
Таблица 3.5.4 - Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением	136
Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Вариант 2.....	138
Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 2.....	139
Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Вариант 2	140
Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по III объекту. Вариант 2.....	141
Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 2	142
Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. Вариант 2.....	143
Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 2.....	144
Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2	145
Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2.....	146
Таблица 4.2.1- Капитальные вложения в целом по месторождению Вариант 2.....	148
Таблица 4.2.2 – Доход от реализации в целом по месторождению. Вариант 2	148
Таблица 4.2.3 – Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению. Вариант 2	149
Продолжение таблицы 4.2.3.....	150
Таблица 4.2.4 – Поток денежной наличности в целом по месторождению. Вариант 2	151
Таблица 5.1 – Техничко-экономические показатели по вариантам	155
Таблица 6.4.1 - Распределение газа по месторождению Хаиркелды Юго-Западный.....	166
Таблица 9.1- Комплекс исследований скважин по контролю за разработкой	194

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 1.1 – Обзорная карта района работ.....	22
Рис. 2.1.1 – Тектоническая схема Южно-Торгайского (Арыкумского) прогиба.....	28
.....	30
Рис. 2.1.2 - Структурная карта по ОГ-PZ	30
Рис. 2.1.3 – Структурная карта по кровле коллекторов продуктивного горизонта Ю-I-A (ОПЗ-2016г).....	32
Рис. 2.1.4 – Структурная карта по кровле коллекторов продуктивного горизонта Ю-I-A (2019г)...	33
Рис. 2.4.1 – Кривые капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны.....	75
Рис. 2.4.2 - Кривые относительной проницаемости для нефти и воды.....	76
Рис. 2.4.3 – Фракционный поток воды	77
Рис. 2.4.4 – Отношение относительных проницаемостей	77
.....	79
Рис. 2.4.5 – Эквивалент капиллярного давления для газ-вода	79
Рис. 2.4.7 – Радиус поровых каналов.....	80
Рис. 2.4.8 – Капиллярное давление нагнетанием ртути.....	80
Рис. 2.4.9 – Кривые капиллярного давления	81
Рис. 2.4.10– J- Функция	82
Рис. 2.4.11 –Зависимость параметра пористости от пористости (а) и параметра насыщения от водонасыщенности (б)	83
Рис. 2.4.12 (а,б) – Кривые капиллярного давления методом центрифугирования.....	84
Рис. 2.4.12 (в,г) – Кривые капиллярного давления методом центрифугирования.....	85
Рис. 2.4.13 – Сопоставление остаточной водонасыщенности с пористостью (а) и проницаемостью пород для газа (б)	86
Рис. 2.4.14 – Индекс смачиваемости	88
Рис. 3.1.1 – Изменение забойного давления и температуры во времени, скважина ХЮЗ-7, горизонт М-II.....	101
Рис. 3.1.2 – График зависимости дебита от давления во времени – загруженная история, скважина ХЮЗ-7, горизонт М-II.....	101
Рис. 3.1.3 – График КВД в билогарифмических координатах, скважина ХЮЗ-7, горизонт М-II...	102
Рис. 3.1.4 – Изменение забойного давления и его производной во времени в билогарифмических координатах, скважина ХЮЗ-8, горизонт М-II	103
Рис. 3.1.5 – Изменение расчетного давления (КВД) и его производной во времени в билогарифмических координатах, скважина ХЮЗ-8, горизонт М-II.....	104
Рис. 3.1.6 – Изменение забойного давления и температуры во времени, скважина ХЮЗ-14, горизонт М-II.....	105
Рис. 3.1.7 – График КВД в билогарифмических координатах, скважина ХЮЗ-14, горизонт М-II.	106
Рис. 3.1.8 – Изменение забойного давления и его производной во времени в билогарифмических координатах, скважина ХЮЗ-3, горизонт Ю-I-A.....	107
Рис. 3.1.9 – Изменение забойного давления и температуры во времени,..... скважина ХЮЗ-10, горизонт Ю-I-A	108
Рис. 3.1.10 – График КВД в билогарифмических координатах, скважина ХЮЗ-10, горизонт Ю-I-A	108
Рис. 3.1.11 – Изменение забойного давления и температуры во времени, скважина ХЮЗ-2, горизонт Ю-II	109
Рис. 3.1.12 – График КВД в билогарифмических координатах, скважина ХЮЗ-2, горизонт Ю-II	109
Рис. 3.1.13 – Изменение забойного давления и температуры во времени, скважина ХЮЗ-9, горизонт Ю-II	110
Рис. 3.1.14 – График КВД в билогарифмических координатах, скважина ХЮЗ-9, горизонт Ю-II	110
Рис. 3.1.15 – Индикаторная кривая в координатах Р – Q, скважина ХЮЗ-9, горизонт Ю-II.....	111
Рис. 3.1.16 – Изменение забойного давления и температуры во времени, скважина ХЮЗ-12, горизонт Ю-II	112
Рис. 3.1.17 – График КВД в билогарифмических координатах, скважина ХЮЗ-12, горизонт Ю-II	112
Рис. 3.1.18 – Динамика пластового давления по I объекту	113

Рис. 3.1.19 – Динамика пластового давления по II объекту	114
Рис. 3.1.20 – Динамика пластового давления по III объекту	114
Рис. 3.1.21 – Динамика пластового давления по IV объекту	115
Рис. 3.2.1 – Распределение пробуренного фонда скважин по категориям	117
Рис. 3.2.2 – График разработки по I объекту	123
Рис. 3.2.3 – График разработки по II объекту.....	124
Рис. 3.2.4 – График разработки по III объекту	124
Рис. 3.2.5 – График разработки по IV объекту	125
Рис. 3.2.6 – График разработки по месторождению в целом	125
Рис. 3.2.7 – График сравнения проектных и фактических показателей разработки по I объекту...	129
Рис. 3.2.8 – График сравнения проектных и фактических показателей разработки по II объекту .	129
Рис. 3.2.9 – График сравнения проектных и фактических показателей разработки по III объекту	130
Рис. 3.2.10 – График сравнения проектных и фактических показателей разработки по IV объекту	130
Рис. 3.2.11 – График сравнения проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению	131
Рис. 3.2.12 – Распределение начальных геологических нефти по эксплуатационным объектам....	138
Рис. 3.2.13 – Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по эксплуатационным объектам.....	138
Рис. 3.2.13 – Характеристики вытеснения по различным методикам. I объект	142
Рис. 3.2.14 – Характеристики вытеснения по различным методикам. II объект.....	143
Рис. 3.2.15 – Характеристики вытеснения по различным методикам. III объект	144
Рис. 3.2.16 – Характеристики вытеснения по различным методикам. IV объект	145
Рис. 6.3.1 – Принципиальная схема сбора и предварительной подготовки продукции скважин....	165
Рис. 12.1 – Конструкция колонны интеллектуального контроля обводненности «AICD»	211

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Таблица П.4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Вариант 1	221
Таблица П.4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 1	222
Таблица П.4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Вариант 1	223
Таблица П.4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 1	223
Таблица П.4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по III объекту. Вариант 1	224
Таблица П.4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 1	225
Таблица П.4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. Вариант 1	226
Таблица П.4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 1	226
Таблица П.4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 1	227
Таблица П.4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 1	228
Таблица П.4.1.12 – Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Вариант 3	229
Таблица П.4.1.13 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 3	230
Таблица П.4.1.14 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Вариант 3	231
Таблица П.4.1.15 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 3	231
Таблица П.4.1.16 – Характеристика основного фонда скважин по III объекту. Вариант 3	232
Таблица П.4.1.17 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 3	233
Таблица П.4.1.18 – Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. Вариант 3	234
Таблица П.4.1.19 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 3	234
Таблица П.4.1.20 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 3	235
Таблица П.4.1.21 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 3	236
Таблица П.8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по I объекту. Вариант 1	246
Таблица П.8.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по II объекту. Вариант 1	248
Таблица П.8.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по III объекту. Вариант 1	250
Таблица П.8.4 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по IV объекту. Вариант 1	252
Таблица П.8.5 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по месторождению в целом. Вариант 1	254
Таблица П.8.6 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по I объекту. Вариант 3	256
Таблица П.8.7 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по II объекту. Вариант 3	258
Таблица П.8.8 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по III объекту. Вариант 3	260
Таблица П.8.9 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по IV объекту. Вариант 3	261
Таблица П.8.10 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по месторождению в целом. Вариант 3	264

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименования приложений	Номера прило- жений	Номера (кол- во) листов приложений	Масштабы приложений	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
1	Геолого –литологические разрезы по линиям I-I, II-II, III-III	1	1	1:10000	н/с
2		2	1	1:10000	н/с
3	Структурная карта по кровле М-II	3	1	1:10000	н/с
4	Структурная карта по кровле Ю-0-1	4	1	1:10000	н/с
5	Структурная карта по кровле Ю-0-2	5	1	1:10000	н/с
6	Структурная карта по кровле Ю-0-3	6	1	1:10000	н/с
7	Структурная карта по кровле Ю-0-4	7	1	1:10000	н/с
8	Структурная карта по кровле Ю-I-A	8	1	1:10000	н/с
9	Структурная карта по кровле Ю-I-B	9	1	1:10000	н/с
10	Структурная карта по кровле Ю-II	10	1	1:10000	н/с
11	Карта суммарных отборов	11	1	1:10000	н/с
12	Карта текущих отборов	12	1	1:10000	н/с
13	Схема расположения пробуренных и проектных скважин по 1 варианту	13	1	1:10000	н/с
14	Схема расположения пробуренных и проектных скважин по 2 варианту	14	1	1:10000	н/с
15	Схема расположения пробуренных и проектных скважин по 3 варианту	15	1	1:10000	н/с
16	Карта изобар	16	1	1:10000	н/с

Итого: 16 приложения на 16 листах, все н/с

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ГФ	Газовый фактор
ОГН	Очистка горячей нефтью
НТС	Научно-технический совет
АО «НГС»	Акционерное Общество «Национальная геологическая служба»
ЧС	Орган по чрезвычайным ситуациям
СЭС	Орган по санитарно-эпидемиологическому надзору
ООС	Охрана окружающей среды
МД	Межрегиональный департамент геологии
ГТС	Геолого-технический совет (совещание)
НТД	Научно-техническая документация
ГКЗ	Государственная комиссия по запасам
ЦКРР МЭ РК	Центральная комиссия по разведке и разработке Министерства энергетики Республики Казахстан
н/с	Несекретная информация

РЕФЕРАТ

Работа состоит из 1 тома с текстом и 1 папки с графическими приложениями, в т.ч. 337 страниц текста, 61 таблиц, 55 рисунков, 30 табличных приложений и 16 графических приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГАЗ, ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ, БЛОК, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ЗАПАСЫ, РАЗРАБОТКА, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ, ЗАВОДНЕНИЕ, СКВАЖИНА, ДЕБИТ, ДОБЫЧА, НЕФТЕОТДАЧА, ИССЛЕДОВАНИЯ, ПОКАЗАТЕЛИ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Целью настоящего проекта является совершенствование и обоснование рациональной системы разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный.

В проекте разработки приведены сведения о геологическом строении и характеристике продуктивных горизонтов. Осуществлен анализ результатов геолого-геофизических и промысловых исследований разведочных и поисковых скважин. Представлена информация о свойствах горных пород, а также о свойствах нефти, газа и воды. Прогноз технологических показателей осуществлялся на основе всех имеющихся геолого-промысловых данных на дату составления проекта.

Выполнены расчеты вариантов технологических показателей разработки месторождения с рекомендуемыми геолого-техническими мероприятиями по совершенствованию системы разработки. Рассчитаны экономические показатели месторождения на прогнозный период и по технико-экономическим критериям рекомендован наиболее рациональный вариант. Рекомендованы мероприятия по доразведке, контролю разработки продуктивных горизонтов и эксплуатации скважин, рациональному и комплексному использованию недр и охране окружающей среды. Обоснованы способы эксплуатации скважин, мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями, оптимизации промысловой системы сбора и транспорта продукции скважин.

Область применения – месторождение Хаиркелды Юго-Западный Кызылординской области.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа выполнена ТОО «КазНИГРИ» в соответствии с договором №2231-23/276 от 11.09.2023г между ТОО «КазНИГРИ» и ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» согласно Техническому заданию и требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Недропользователем месторождения Хаиркелды Юго-Западный является ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)», имеющее Лицензию №№2231 сроком действия от 15.12.2006г на право пользования недрами для добычи полезных ископаемых на месторождении Хаиркелды Юго-Западный Кызылординской области.

Поисково-разведочные работы на площади Хаиркелды Юго-Западный начаты в 2011г по «Проекту поисково-разведочных работ...» 2011г, а также дополнений к нему (2012г, 2014г).

В 2012г ТОО «Reservoir Evaluation Services» составлен «Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, проведенных на приращенных территориях месторождений Хаиркелды и Хаиркелды Южный», рассмотренный на заседании НТС МД «Южказнедра» (Протокол №666 от 13.05.2014г).

В 2014г компанией-недропользователем пробурены две поисковые скважины: №1 и №2. Первооткрывательницей месторождения Хаиркелды Юго-Западный является скважина №1, пробуренная в сводовой части структуры, из которой в сентябре 2014г при опробовании горизонта Ю-II получен приток нефти. Далее буровые работы велись на основании «Проекта оценочных работ...». Так, в 2015г пробурены оценочные скважины №№ 3, 4, 5, подтвердившие выявленные поисковыми скважинами продуктивные горизонты.

В 2016г ТОО «Кен Багдар» составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти, растворенного в нефти газа и попутных компонентов месторождения Хаиркелды Юго-Западный по состоянию изученности на 01.05.2016г», рассмотренный ГКЗ РК в октябре 2016г. Запасы нефти и растворенного в нефти газа были приняты к сведению (Протокол №1711-16-П от 13.10.2016г).

В 2017г ТОО «Кен Багдар» составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Хаиркелды Юго- Западный», принятый ЦКРР РК и утвержденный Комитетом геологии и недропользования (письмо №27-5-472- и от 23.02.2017г). В этом же году были пробурены опережающие добывающие скважины №№ 6, 7, 8 и одна разведочная скважина №9. В процессе бурения проводился отбор и изучение керна, пластовых флюидов, гидродинамические исследования. Таким образом, были выполнены решения ГКЗ РК от 13.10.2016г.

В 2019г ТОО «КазНИГРИ» был составлен отчет «Подсчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Хаиркелды Юго-Западный Кызылординской области РК (по состоянию на 02.01.2019г), утвержденный ГКЗ (Протокол №2113-19-У от 07.11.2019г).

В 2020г ТОО «Timal Consulting Group» был составлен «Проект разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный», принятый ЦКРР (протокол №2/9 от 25.06.2020г).

В 2022г ТОО «Timal Consulting Group» был составлен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный» (на 01.01.2022г).

В 2022г АО «НИПИнефтегаз» был составлен отчет «Перевод и уточнение запасов нефти и растворенного газа месторождения Хаиркелды Юго-Западный Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2022г», утвержденный ГКЗ РК (протокол ГКЗ от 18.11.2022г №2476-22-У). Также в 2022г ТОО «Timal Consulting Group» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный на 01.07.2022г», принятый ЦКРР РК (Протокол №36/12 от 12.01.2023г).

Всего в разрезе месторождения выделено восемь продуктивных горизонтов: М-II, Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4, Ю-I-A, Ю-I-B, Ю-II.

Основанием для постановки настоящей работы является утвержденный ГКЗ РК отчет «Перевод и уточнение запасов нефти и растворенного газа месторождения Хаиркелды Юго-Западный Кызылординской области РК по состоянию изученности на 02.01.2022г», составленный АО «НИПИнефтегаз» (г. Актау) в 2022г (протокол ГКЗ РК от 18.11.2022г №2476-22-У).

Целью настоящего проекта является совершенствование системы разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный, с обоснованием внедрения мероприятий по оптимизации разработки месторождения с учетом результатов детального анализа по отдельным блокам, обеспечивающих максимальную технологическую эффективность и экономическую ценность месторождения Хаиркелды Юго-Западный, как для Республики Казахстан, так и для Недропользователя.

Все оперативные изменения, возможные в ходе реализации проекта, должны соответствовать экологическим требованиям проекта и не должны приводить к снижению запроектированной нефтеотдачи, выборочной выработке запасов и, соответственно, их потере.

Авторы выражают свою признательность специалистам ТОО «KAZPETROL GROUP» за сотрудничество при выполнении работы.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В географическом отношении месторождение Хаиркелды Юго-Западный находится в юго-западной части Торгайской низменности. Площадь горного отвода составляет 12,25 км².

В административном отношении месторождение Хаиркелды Юго-Западный расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан (рис.1.1).

В непосредственной близости от контрактной территории расположены нефтяные и газонефтяные месторождения Аксай, Нуралы, Коныс и Северо-Западный Коныс. В пределах контрактной территории открыты месторождения нефти Таур, Хаиркелды, Хаиркелды Южный, Хаиркелды Северный.

Контрактный участок находится в 150 км на север от областного центра г.Кызылорда. Дорожная сеть представлена трассой Кызылорда-Кумколь с асфальтовым покрытием, межпромысловыми гравийно-песчаными дорогами и грунтовыми дорогами.

Непосредственно по контрактной территории проходит нефтепровод «Коныс-Кумколь», подключенный к магистральному нефтепроводу «Кумколь-Каракоин». В 140км на юго-запад от месторождения имеется выход на экспортный маршрут по железной дороге через ст.Джусалы, где расположены два независимых нефтеналивных терминала, один из которых принадлежит компании «CNPC». Южно-Торгайскую группу месторождений с железнодорожным терминалом на станции Джусалы соединяет также нефтепровод «Кызылкия-Арыс-Майбулак» («КАМ») протяженностью 177 км. Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен также по нефтепроводу «Кумколь-Атасу-Алашанькоу» с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле «Кумколь».

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15л/сек., с минерализацией до 4г/л.

Климат района резкоконтинентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков - менее 150 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем минус 15°С (до минус 40°С), летом – плюс 27°С (до плюс 45°С).

Район относится к пустынным и полупустынным зонам с типичным для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные.

Источники электроснабжения отсутствуют. Электроснабжение обеспечивается от внешнего источника с помощью линии электропередач, а также используются газопоршневые электростанции (ГПЭС) которые находятся на энергоблоке №2 Южный Хаиркелды.



Рис. 1.1 – Обзорная карта района работ

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

Нефтяное месторождение Хаиркелды Юго-Западный расположено в юго-западной части Южно-Торгайской (Арыскупской) впадины.

На месторождении по состоянию на 01.01.2024г к фонду структур недропользователя ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» в пределах горного отвода пробурено 16 скважин, из них: 2 скважины (ХЮЗ-1, ХЮЗ-2) являются поисковыми, 1 скважина (ХЮЗ-9) - разведочной, 3 скважины (ХЮЗ-3, ХЮЗ-4, ХЮЗ-5) – оценочными, 3 скважины (ХЮЗ-6, ХЮЗ-7, ХЮЗ-8) – опережающе-добывающими, 7 скважин (ХЮЗ-10, ХЮЗ-11, ХЮЗ-12, ХЮЗ-13, ХЮЗ-14, ХЮЗ-15, ХЮЗ-16) эксплуатационными.

После даты составления утвержденного ПЗ-2022г, было пробурено 3 скважины: ХЮЗ-14, ХЮЗ-15, ХЮЗ-16, исследована 1 проба дегазированной нефти из горизонта Ю-0-1, изучены анализы пластовой воды по 9 пробам из продуктивных горизонтов: Ю-0-1 (2 пробы), Ю-0-2 (2 пробы), Ю-0-3 (1 проба), Ю-0-4 (1 проба), Ю-1-А (1 проба), Ю-0-Б (2 пробы), а также на ранее отобранных образцах были проведены специальные исследования керн из трех скважин (ХЮЗ-3, ХЮЗ-8, ХЮЗ-9).

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Домезозойские отложения фундамента и промежуточного комплекса

В разрезе месторождения на протерозойском фундаменте залегают отложения юрской, меловой систем и кайнозойской группы.

Домезозойские отложения в пределах горстов вскрыты в забойных частях многочисленных скважин, в том числе и на месторождении Хаиркелды Юго-Западный и представлены сланцами (глинистыми, кремнистыми), кварцитами.

По данным сейсморазведки отложения не расчленяются и представляют собой единую толщу, состоящую из метаморфических образований докембрия (фундамент) и средне-верхнепалеозойских пород промежуточного (квазиплатформенного) комплекса. Они различаются литологическими особенностями пород. Породы квазиплатформенного комплекса представлены терригенными образованиями от девона до перми и известняками фаменско-турнейского возраста. Обычно, на опущенных блоках фундамента вскрываются осадочные палеозойские отложения.

На контрактной территории отложения фундамента (гранито-гнейсы, сланцы и кварциты) вскрыты под юрскими. Возрастных определений пород не производилось. По аналогии с соседними площадями можно условно отнести их к протерозою.

На месторождении Хаиркелды Юго-Западный по данным ГТИ во всех пробуренных скважинах под юрскими осадками залегают сланцы и кварциты.

Вскрытая толщина доюрских отложений на месторождении колеблется от 7,0 м (скв.4) до 42 м (скв.3).

Мезозойская группа (MZ)

Мезозой во вскрытых разрезах месторождения Хаиркелды Юго-Западный представлен отложениями верхней части юрской и меловой систем. Вскрытый скважинами осадочный разрез начинается с отложений кумкольской свиты верхней юры.

Юрская система (J). Верхний отдел (J₃) Кумкольская свита (J₃km)

Отложения кумкольской свиты на соседних месторождениях расчленяются на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. По данным сейсморазведки на контрактной территории кумкольская свита представлена только верхней подсвитой.

Кумкольская свита сложена чередованием глин, глинистых алевролитов (толщиной от первых метров до 10 м), песчаниками, глинистыми песчаниками (толщиной от первых метров до 10-20м). Толщина свиты на месторождении меняется от 97,4 м (скв.9) до 136,1м (скв.4). В разрезе преобладают песчаные породы, с которыми связаны продуктивные горизонты Ю-I и Ю-II.

Акшабулакская свита (J₃ak)

Отложения акшабулакской свиты вскрыты всеми скважинами и представлены верхней ее частью (титонский ярус). На месторождении Хаиркелды Юго-Западный свита в верхней части сложена пестроцветными глинами, а в нижней части – зеленовато-серыми глинами. Глины содержат прослои алевролитов и песчаников, которые на месторождениях Хаиркелды, Хаиркелды Южный, Хаиркелды Юго-Западный и Таур являются нефтеносными (горизонты Ю-0). Толщина акшабулакских отложений на месторождении Хаиркелды Юго-Западный варьирует от 99,6 м (скв.12) до 137,4 м (скв.3).

Меловая система (K)

Меловые отложения представлены двумя отделами: нижним и верхним. В составе нижнего отдела выделяется три свиты: даульская, карачетауская и кызылкинская. К верхнему отделу относятся отложения верхнего альба-сеномана и нерасчлененного турон-сенона.

Нижний отдел (K₁). Неокомский надъярус (K₁nc)

В разрезе неокома выделяется даульская свита, разделенная на две подсвиты – нижнюю и верхнюю.

Нижнедаульская подсвита (K₁nc₁¹) расчленена на две части – нижнюю (арыскупский горизонт) песчано-глинистую и верхнюю – преимущественно, глинистую.

Арыскупский горизонт (K_{1nc1ar}) является регионально нефтеносным и представляет собой базальный горизонт ортоплатформенного структурного этажа. Разрез горизонта на месторождении Хаиркелды Юго-Западный отличается от разреза соседних месторождений (например, Таур) тем, что в его составе горизонт М-1 замещен глинами, и развит только нижний песчано-гравелитовый горизонт М-II, толщина которого достигает 25 м. Общая толщина арыскупского горизонта колеблется от 98,0 м (скв.3) до 111,7 м (скв.11).

Горизонт М-II арыскупского горизонта на месторождении Хаиркелды Юго-Западный вскрыт всеми скважинами и представлен песчаниками серыми, серо-зелеными, бурозелеными и красно-коричневыми, разномеристыми, слабо карбонатными, слабосцементированными, конгломератами буровато-коричневыми, темно-коричневыми, слабой крепости. Встречаются также хрупкий, пористо-кавернозный, крупномеристый песок, галька, отдельные окатанные, гравелиты серые, зеленовато-серые, наблюдаются редкие включения пирита, а также аргиллит с обильным содержанием разномеристых зерен песчаной размерности. Довольно часто встречаются алевролиты серые, светло-зеленые, среднесцементированные и аргиллиты бордовые, темно-бордовые, бурые, плотные, крепкие.

Диапазон изменения пористости по 25 определениям составляет 3,9-24,6%, средняя пористость – 15,14%, газопроницаемость изменяется в пределах от 0,04 до 942 мД, средняя проницаемость – 114,182 мД, объемная глинистость – от 0,1 до 50,05%, в среднем составляя 13,22%. Объемная карбонатность составляет в среднем 9,14% (меняется в пределах 0,3-29,1%).

Верхняя часть *нижнедаульской подсвиты (K_{1nc1})* толщиной 153,0 200,0м сложена коричневыми глинами с прослойками алевролитов. Она является региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыскупского горизонта.

Верхнедаульская подсвита (K_{1nc2}) в нижней и средней частях представлена переслаиванием песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней – преимущественно, глинами. Возраст даульской свиты установлен по единичным находкам пресноводных остракод, типичных для отложений готерив-баррема и датируется как неомский. Толщина верхнедаульской подсвиты равна 421,2-446,0м.

Карачетауская свита $K_{1a+a11-2}$

Отложения свиты с разрывом залегают на даульской свите. Породы сложены песками, песчаниками серыми, в нижней части гравелитами серыми, зеленовато-серыми, глинами алевролитистыми, конгломератами мелкогалечными. Толщина отложений изменяется от 196,8м (скв.8) до 242,2м (скв.7).

Кызылкишинская свита $K_{12a13-5}$

Нерасчлененные отложения альб-сеномана залегают согласно на карачетауской свите и сложены алевролитами пестроцветными глинистыми и глинами с прослоями песков и песчаников в средней части. Толщина свиты - от 50,8м (скв.11) до 70,4м (скв.2).

Верхний отдел (K_2)

Нерасчлененный верхний турон–нижний сенон (K_2t-sn)

Нерасчлененные отложения верхнего турона-нижнего сенона залегают с размывом на породах кызылкиинской свиты и представлены переслаиванием пестроцветных песков и глин толщиной от 549,7м (скв.1) до 573,4 м (скв.3).

Кайнозойская группа (KZ)

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген-четвертичной систем. Толщина палеогеновой и неоген-четвертичной систем от 282,3м (скв.13) до 296,2м (скв.5).

Палеогеновая система (P)

Отложения палеогена развиты в центральных частях Арыскупского прогиба. Нерасчлененные палеогеновые отложения представлены в нижней части глинами пестроцветными, песками, алевролитами. В средней части – глинами сероцветными, черными, песками светло-серыми с прослоями глин и ракушников. В верхней части разреза преобладают красноцветные песчаники, гравелиты, алевролиты с прослоями глин.

Неогеновая система (N)

Неоген представлен валуно-галечниками, песками, глинами с прослоями мергелей.

Четвертичные отложения (Q)

К четвертичной системе отнесены суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее пониженных участков территории Арыскупского прогиба.

Толщина палеоген-четвертичных отложений находится в пределах 282,3-296,2м.

2.1.2 Тектоника месторождения

Контрактная территория ТОО «KAZPETROL GROUP» расположена в юго-западной части Южно-Тургайской (Арыскупской) впадины. В пределах этого прогиба выделяются несколько линейно вытянутых в субширотном направлении грабен-синклиналей (ГС) рифтового происхождения (Бозингенская, Сарыланская, Акшабулакская, Арыскупская), разделенных между собой горстовыми поднятиями, называемыми горст-антиклиналями (ГА) - Бозингенская, Табакбулакская, Ащисайская и Аксайская (рис. 2.1.1).

По данным сейсморазведки, глубина залегания кристаллического фундамента в прогнутых частях Южно-Тургайской впадины превышает 6,0 км. Мел-эоценовый этаж сплошным чехлом выполняет всю впадину, залегая с размывом на юрских отложениях, а в

других местах - на породах палеозойского и протерозойского возраста. Маломощный (до 100 м) олигоцен-четвертичный этаж с размывом и небольшим угловым несогласием перекрывает мел-эоценовые породы.

Структура Хаиркелды Юго-Западный находится на западном склоне Аксайской горст-антиклинали, которая имеет протяженность около 200 км при средней ширине 30 км. Западнее Аксайской ГА простирается Арыкумская грабен-синклиналь, осложненная Каратауским разломом, восточнее - Акшабулакская грабен-синклиналь.

По условиям образования и степени деформированности развитые на данной территории породы слагают три структурно-тектонических этажа: фундамент, юрский промежуточный комплекс и мел-палеогеновый ортоплатформенный чехол.

В верхней части фундамента выделяются крупные выступы и прогибы. Внутренняя структура фундамента изучена недостаточно. Известно, что он сложен интрузивными и интенсивно дислоцированными метаморфическими породами протерозойского возраста. На центральном и юго-восточном участках контрактной территории осадочный палеозойский комплекс пород не вскрыт. В пределах контрактной территории всеми скважинами под юрскими отложениями на глубинах от 1800 до 2700 м выявлены гранито-гнейсы, кварциты и сланцы, предположительно, протерозойского возраста.

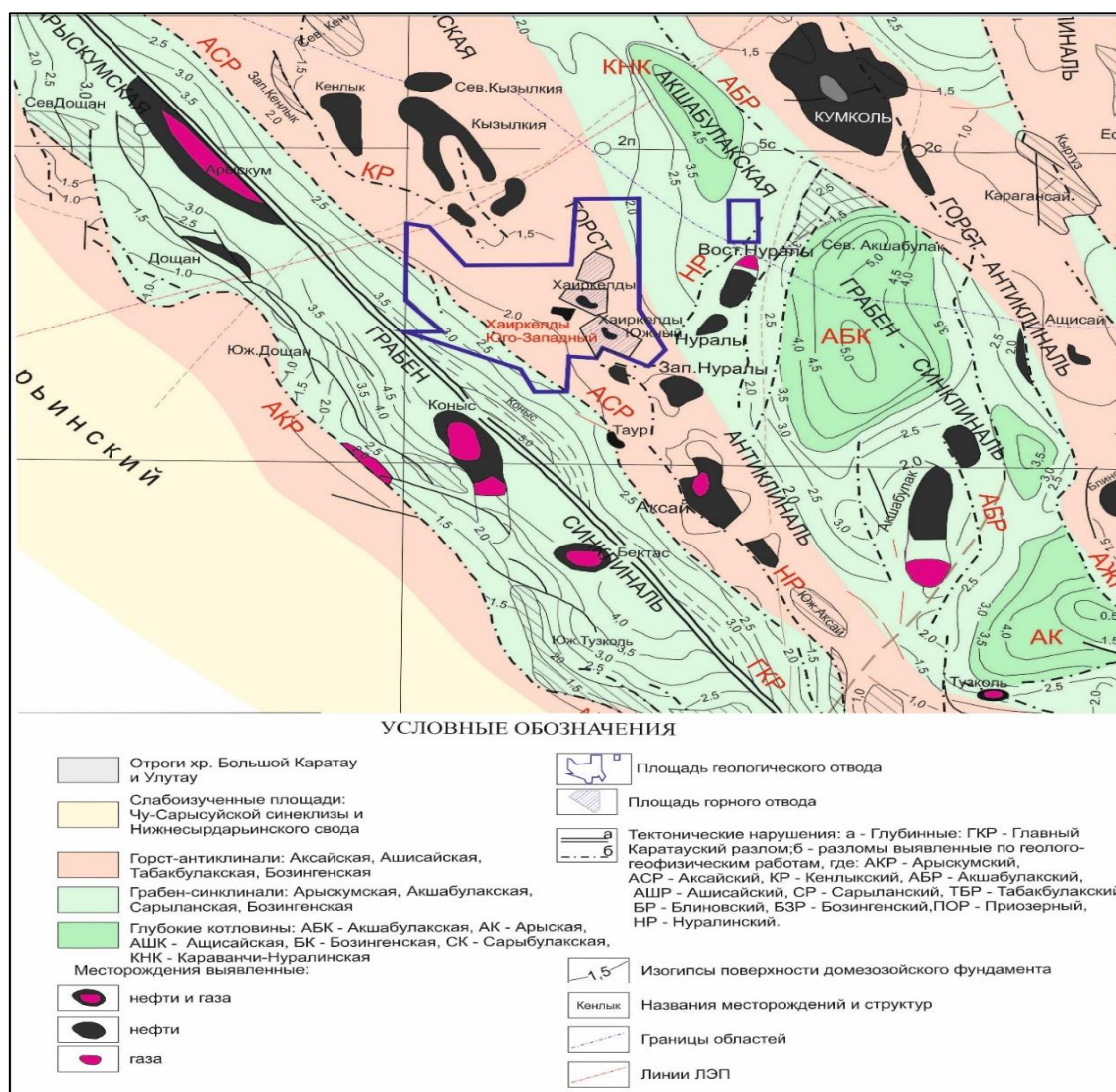


Рис. 2.1.1 – Тектоническая схема Южно-Торгайского (Арысумского) прогиба

Сейсмическими исследованиями 3Д в мезозойской толще прослежены отражающие горизонты М-I, М-II, III (J_{3ak}), III' (J_{3km}), строение поверхности фундамента характеризует ОГ PZ.

На структурной карте по отражающему горизонту *ОГ-PZ*, приуроченному к размытой поверхности фундамента, на рассматриваемой территории выделяются несколько выступов и депрессий глубиной до 1975-2100м и глубже (рис. 2.1.2).

Поверхность палеозойской толщи осложнена разнонаправленными разломами. Преимущественно, они имеют северо-восточное и северо-западное простирание, делят толщу на отдельные блоки, ступени. Среди них выделяются протяженные разломы - F₁, F₂, F₃. Севернее контрактной и прилегающих территорий с севера-запада на юго-восток прослеживается система выступов фундамента, слагающих ядро Аксайской горст-антиклинали. Наиболее крупными и гипсометрически приподнятыми выступами этой системы являются Кызылкинский на севере и Аксай-Нуралинский на юго-востоке.

В рамках рассматриваемой территории закартирована только юго-восточная периклиналь Кызылкиинского выступа, который оконтуривается изогипсой минус 1800м. В его привершинной части кровля фундамента прослежена на отметках минус 1500-1725м. В юго-восточной части выступа расположена структура Хаиркелды Северный, где в юрско-меловой толще выявлены залежи нефти. У юго-восточной границы контрактной территории рельефно выделяется Аксай-Нуралинский выступ, имеющий сложную конфигурацию. Его вершины оконтуриваются изогипсами минус 1600м - минус 1625 м. К ним приурочена структура Хаиркелды Южная, с которой связано одноименное месторождение.

В юго-восточной части Кызылкиинского выступа расположен более погруженный Хаиркелдинский выступ, где вершины ограничены изогипсами минус 1725м и минус 1750м. С этими вершинами связаны залежи месторождения Хаиркелды.

В юго-западной части Хаиркелдинского выступа наблюдается ступенчатое погружение палеозойских пород до глубины 1850-1875м и более. На фоне погружения обозначается обширная ступень, к которой приурочена локальная структура Хаиркелды Юго-Западный, с юга замыкающаяся изогипсой минус 1900м. Кровля фундамента в приподнятых частях фундамента установлена на отметке минус 1800м. Структура осложнена тектоническими нарушениями F_1 , F_3 , f_1 , f_2 , f_3 . Сбросом f_2 северо-восточного направления поднятие Хаиркелды Юго-Западный делится на блоки – I и II. Блок I расположен в восточной части выступа, в сводовой части его расположена локальная структура, оконтуренная изогипсой минус 1850м. В ее пределах пробурена скважина ХЮЗ-1, где породы фундамента установлены на отметке минус 1809м. С севера структура ограничивается поперечным сбросом f_1 , а с востока - разломом F_1 северо-восточного простирания. По изогипсе минус 1900м размеры структуры равны 2,25х1,25км. Блок II - более погружен относительно блока I.

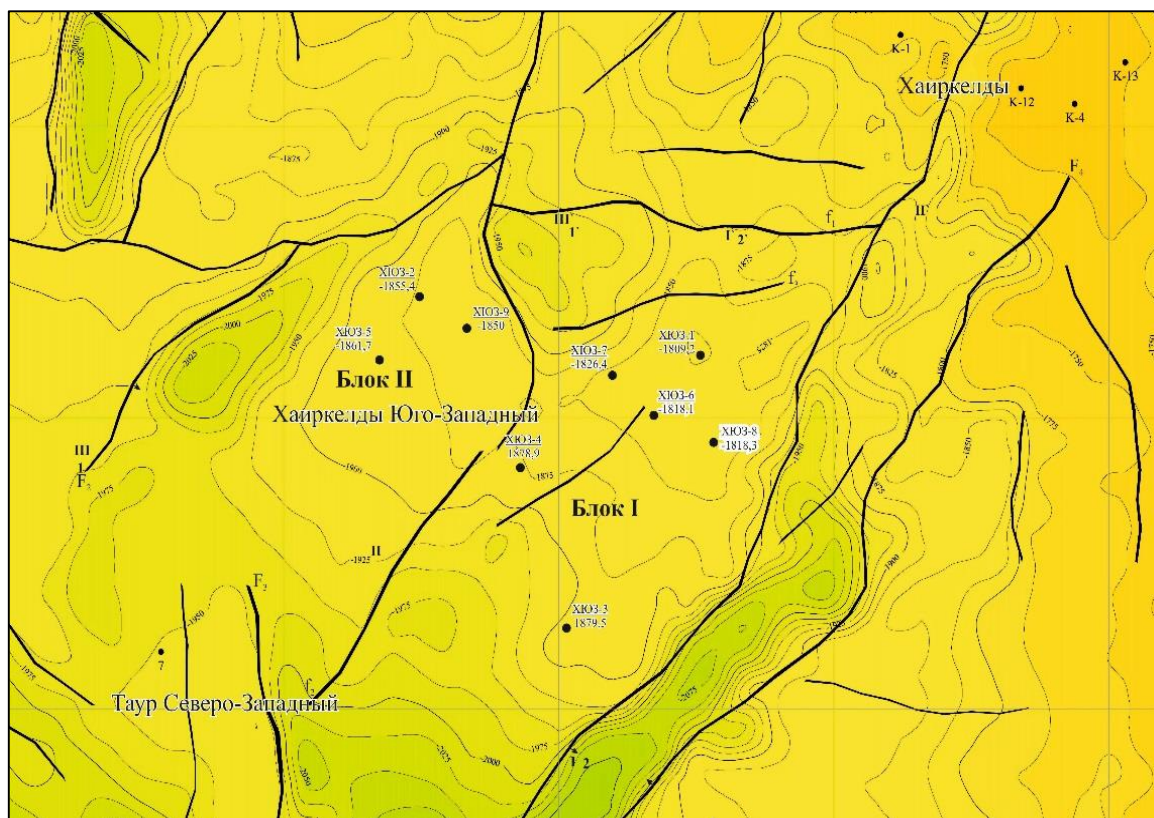


Рис. 2.1.2 - Структурная карта по ОГ-PZ

Вершина его прослежена на отметке минус 1875 м. В западной части вершины пробурена скважина ХЮ3-2, вскрывшая породы фундамента на абсолютной отметке 1855м. По изогипсе минус 1900м размеры структуры равны 2,0 x 0,8 км.

К юго-западу от Хаиркелдинского выступа горизонт погружается в Арыкумский грабен.

Внутри верхнеюрской толщи выделен отражающий горизонт III/, соответствующий кровле кумкольской свиты.

По ОГ III/ структура Хаиркелды Юго-Западный с юга ограничивается изогипсой минус 1800м, имеет блоковое строение. Амплитуда сброса f2, разделяющего оба блока, не превышает 5,0м. На блоке I сводовая часть поднятия оконтуривается изогипсой минус 1740м. Амплитуда структуры – 30 м, размеры ее – 4,3x2,5км. Скважина ХЮ3-1, расположенная в центре вершины, вскрыла отложения кумкольской свиты на глубине 1928м (-1717,2).

На блоке II вершина находится на отметке минус 1760 м. По замкнутой изогипсе минус 1820м размеры структуры равны 2,8x1,7 км, амплитуда – 60,0м. Скважина ХЮ3-2, расположенная в северо-западной части вершины, отложения кумкольской свиты вскрыла на глубине 1971м (минус 1751,4м).

Авторы оперативного отчета по подсчету запасов (2016г) на основе корреляции разрезов скважин ХЮ3-1, ХЮ3-4, ХЮ3-3, испытания продуктивных горизонтов на юге структуры выделили блок III, отделяющийся от блока I сбросом f4. По горизонту ОГ III/ в

плане по изогипсе минус 1750м выделяется полусвод, ограниченный этим сбросом. Скважина ХЮЗ-3 пробурена в своде этой малоамплитудной локальной структуры, кровлю кумкольского горизонта она вскрыла на отметке минус 1748,5м.

Таким образом, по ОГ-III/ выделяются те же структурные элементы, что и на карте по кровле фундамента. Это является убедительным подтверждением «штамповой» природы структур промежуточного и, как будет показано ниже, ортоплатформенного чехла. Как и по поверхности палеозойской толщи, в плане выделяются Кызылкиинское, Хаиркелдинское поднятия, приуроченные к выступам фундамента.

Строение акшабулакского горизонта характеризует структурная карта по сейсмическому горизонту III, соответствующему его кровле. Этот ОГ III также характеризует строение подошвы нижнемеловой толщи, в том числе арыкумского горизонта.

Здесь также, как и по нижележащим горизонтам, выделены поднятия Кызылкиинское и Аксай –Нуралинское, а в их пределах - вершины.

Структура Хаиркелды Юго-Западный осложнена разломами, которые прослежены по кровле кумкольского горизонта, то есть она носит унаследованный характер.

На блоке I с юга структура ограничивается изогипсой 1630м, вершина ее расположена на отметке минус 1610м, амплитуда – 20м. Скважина ХЮЗ-1 расположена в центре вершины, вскрыла отложения акшабулакской свиты на глубине 1817м (минус 1606,2м). В плане структура представляет собой полу-брахиантиклиналь, экранированную с севера сбросом f1.

Блоковое строение структуры подтверждают временные разрезы.

На блоке II с юга структура ограничивается изогипсой 1650м, вершина ее находится на отметке минус 1630м, амплитуда – 20м. В скважинах ХЮЗ-2, ХЮЗ-5, расположенных на склоне выступа, отложения акшабулакской свиты вскрыты на глубине 1861м (минус 1641,4м) и минус 1642,7м), соответственно.

Для ортоплатформенного чехла свойственны лишь пликативные формы дислокаций. В этом комплексе пород по арыкумскому отражающему горизонту выделяются в целом малоамплитудные ловушки, расположенные над выступами фундамента. Сбросы – непротяженные, структура Хаиркелды Юго-Западный ограничена сбросами F1, F2, f1, с юга оконтурена изогипсой минус 1650м. Сбросом f2 структура также, как и по нижележащим горизонтам, делится на блоки I и II. Многие сбросы, отмеченные в юрской толще, в нижних частях неокотских отложений не прослежены. Скважина ХЮЗ-1 расположена в своде вершины, ограниченной изогипсой минус 1610 м.

Как отмечено ранее, в отчете по оперативному подсчету запасов 2016г (ОПЗ-2016г), авторами по результатам бурения, корреляции и исследования скважин ХЮЗ-1, ХЮЗ-3, ХЮЗ-

4 на юге структуры по кумкольскому и акшабулакскому продуктивным горизонтам выделен блок III, отделяющийся от блока I сбросом f_4 .

На рисунке 2.1.3 показана структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю-I-A из отчета по оперативной оценке запасов нефти и растворенного газа.

Строение нижнемелового арыкумского горизонта аналогично строению, представленному в отчете 2016г и соответствует сейсмическим построениям.

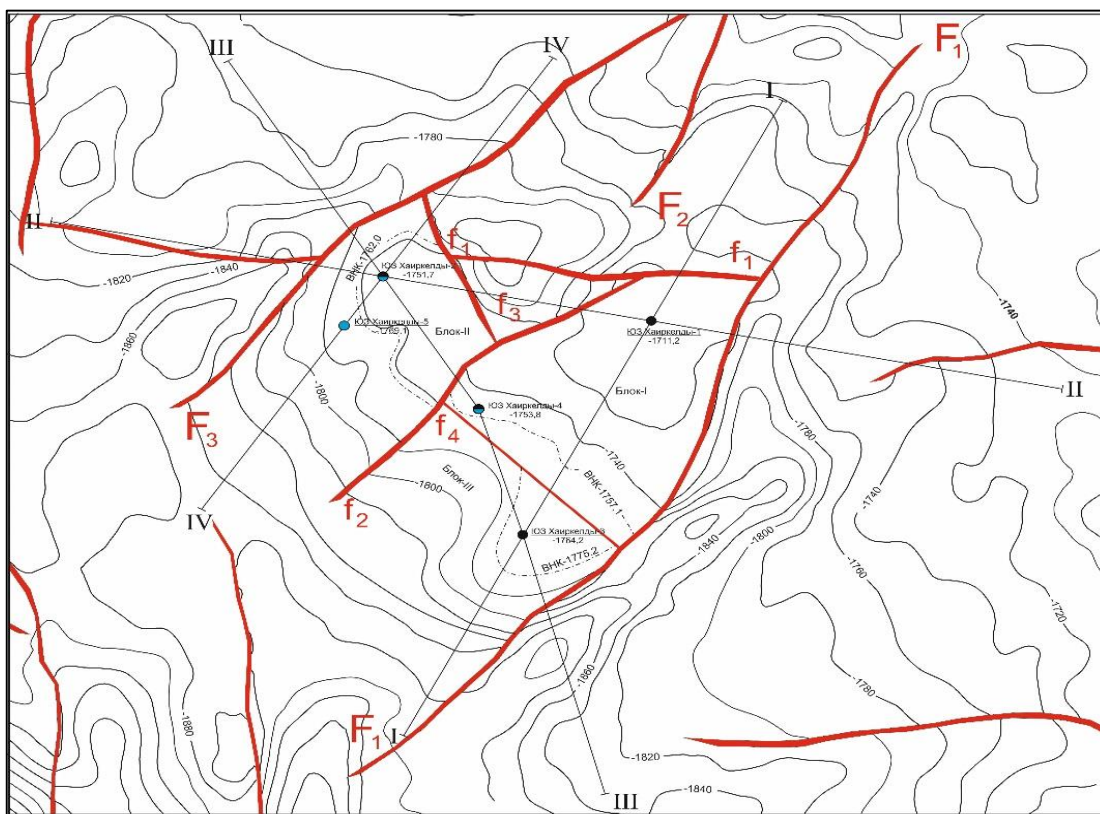


Рис. 2.1.3 – Структурная карта по кровле коллекторов продуктивного горизонта Ю-I-A (ОПЗ-2016г)



Рис. 2.1.4 – Структурная карта по кровле коллекторов продуктивного горизонта Ю-I-A (2019г)

По результатам бурения скважин XЮЗ-6, XЮЗ-7, XЮЗ-8, а также на основании корреляции разрезов скважин, данных опробования продуктивных горизонтов, анализа уровней ВНК блоки I, III сбросами f5 и f6 разделили на подблоки – II, III, IIII, IIIII, IIIII, IIIII (рис. 2.1.4).

Таким образом, бурение скважин в 2019-2023гг (ПЗ-2022г) позволило уточнить строение месторождения Хаиркелды Юго-Западный.

2.1.3 Нефтегазоносность

Месторождение Хаиркелды Юго-Западный в нефтегазоносном отношении расположено в пределах Южно-Тургайского нефтегазоносного района (НГР), между месторождениями Кызылкия и Западный Нуралы.

На месторождениях Южно-Тургайского НГР продуктивные горизонты приурочены к песчаным коллекторам арыскупского горизонта нижнего неокома (М-I и М-II), верхней (Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III), средней (Ю-IV) и нижней юры (Ю-V, Ю-VI), в зависимости от структурного расположения отложений перечисленных горизонтов. В ряде месторождений залежи нефти выявлены также в песчаных коллекторах верхнего неокома и апта, а также в выветрелых породах кристаллического фундамента.

На основании сейсмических исследований МОГТ 3Д, бурения и исследования скважин, на месторождении Хаиркелды Юго-Западный в ранее утвержденном отчете ПЗ-2019г было выделено шесть продуктивных горизонтов. Из них один горизонт - в нижнемеловых и пять - в верхнеюрских отложениях. В утвержденном ПЗ-2022г по результатам бурения семи новых скважин была пересмотрена корреляция, что повлияло на расчлененность разреза месторождения. В верхнеюрских отложениях акшабулакской свиты J3ак, вместо двух ранее выделенных продуктивных горизонтов Ю-0-1 и Ю-0-2, рассмотрены четыре:

Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3 и Ю-0-4. Принятый ранее продуктивный горизонт Ю-0-1 расчленен по результатам бурения и несоответствию контактов на Ю-0-1 и Ю-0-2. Горизонт, ранее принятый как Ю-0-2 в ПЗ-2022г расчленен по той же причине на Ю-0-3 и Ю-0-4. Расчлененность меловых и кумкольской свиты верхнеюрских отложений остались без изменения.

Таким образом, в утвержденном ПЗ-2022г рассматривается восемь продуктивных горизонтов, которые приурочены: к отложениям нижнего неокома - продуктивный горизонт М-II, к отложениям акшабулакской свиты верхней юры - 4 продуктивных горизонта Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3 и Ю-0-4 и к кумкольской свите - 3 продуктивных горизонта Ю-I-A, Ю-I-B, Ю-II.

Согласно результатам интерпретации сейсморазведочных работ 3Д, тектоническими нарушениями f_1 , F_1 , F_3 , f_2 , f_3 и f_4 структура делится на три основных блока I, II, III, причем блок III выделяется только в кумкольской свите верхней юры. Домеловые отложения более осложнены сбросами. В предыдущих работах, результаты бурения скважин внесли некоторые изменения в представление о геологическом строении, а именно в осложненность структуры тектоническими нарушениями. Блок I продольными геологическими сбросами f_5 , f_6 делится на мелкие блоки (подблоки) - I^I, I^{II}, I^{III}, а блок III - на подблоки III^I, III^{II}, III^{III}.

Нефтяной горизонт М-II выявлен лишь на блоке I, на втором блоке горизонт представлен водонасыщенными коллекторами.

В пределах блока I расположены скважины ХЮЗ-1, ХЮЗ-3, ХЮЗ-4, ХЮЗ-6, ХЮЗ-7, ХЮЗ-8, ХЮЗ-10, ХЮЗ-11, ХЮЗ-12, ХЮЗ-13 и во вновь пробуренные ХЮЗ-14, ХЮЗ-15, ХЮЗ-16. Всеми скважинами вскрыты как нефте- так и нефтеводонасыщенные коллекторы.

Общая толщина горизонта изменяется от 21,2 м (скв. ХЮЗ-1) до 26,3 м (скв. ХЮЗ-13, ХЮЗ-12), при среднем значении 22,9 м. Суммарная эффективная толщина колеблется от 5,4 (скв. ХЮЗ-8) до 19,7м (скв. ХЮЗ-2), эффективная нефтенасыщенная толщина коллекторов изменяется от 0,8 м (скв.4) до 8,6 м (скв. ХЮЗ-13).

Коэффициент песчанистости составляет 0,489 доли ед., коэффициент расчлененности - 6,1 доли ед.

По данным ГИС средневзвешенные значения пористости по скважинам изменяются от 0,14 до 0,21 д.ед., в среднем по залежи коэффициент пористости составляет 0,18 д.ед. Средневзвешенные значения нефтенасыщенности по скважинам изменяются в пределах от 0,40 до 0,75 д.ед., в среднем составляют 0,55 д.ед.

Продуктивность горизонта установлена опробованием скважин ХЮЗ-1, ХЮЗ-6, ХЮЗ-7, ХЮЗ-8 и ХЮЗ-11. В скважине ХЮЗ-1 получен фонтанный приток нефти дебитом до 121,3 м³/сут на 7 мм штуцере. В скважине ХЮЗ-7 также получен приток нефти. В скважинах ХЮЗ-6 и ХЮЗ-8 получены притоки нефти с пластовой водой. Скважина ХЮЗ-8 находится в чисто нефтяной зоне. Выделенный в подошвенной части водонасыщенный по ГИС пласт-коллектор в инт. 1807,2-1808,6 м (минус 1597,5-1598,9 м) объясняется влиянием разработки и, вследствие этого, подтягиванием подошвенных вод. В скважине ХЮЗ-11, пробуренной после предыдущего подсчета запасов получен приток нефти с водой из интервала перфорации 1804-1807,5 м (-1590,7-1594 м), обводненность составляет 54%. Скважина расположена в водонефтяной зоне. Выделенный по результатам интерпретации ГИС водонасыщенный пласт-коллектор в интервале 1811,6-1814,4 м (-1598,3-1601,1 м) выше принятого контакта, объясняется обводненностью, связанной с процессом разработки залежи. Из интервала перфорации 1794-1801,5 м (минус 1584,0-15915 м) в скважине ХЮЗ-16 получен фонтанный приток нефти. Также, скважинами ХЮЗ-10, ХЮЗ-12 и ХЮЗ-13 и ХЮЗ-16, пробуренными после даты составления ПЗ-2019г часть водонасыщенных по ГИС пластов выше принятого контакта, также объясняется обводненностью, связанной с процессом разработки. Из вышесказанного, а также исходя из ежемесячных эксплуатационных рапортов видно, что обводненность залежи М-II достигает до 83% (скв. ХЮЗ-8). Учитывая столь высокие темпы обводненности, стоит более внимательно подходить к размещению эксплуатационных скважин в пределах данного объекта разработки, особенно в водонефтяной части залежи.

Водонефтяной контакт (ВНК) – в ПЗ-2019г был принят наклонный с отметки -1601,9м (подошва нефтенасыщенного коллектора в скважинах ХЮЗ-4, ХЮЗ-7) до отметки -1603,8м (подошва нефтенасыщенного коллектора в скважине ХЮЗ-3).

В утвержденном отчете ПЗ-2022г ВНК остался без изменения, т.к. новые скважины были пробурены в контуре нефтеносности и часть пластов оказалась обводненной в процессе разработки.

Площадь нефтеносности составляет 5034 тыс. м². Высота залежи равна 21,5 м. Размеры залежи в пределах контура нефтеносности составляют 3,5 x 2,1 км. Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная с северо-запада, востока и севера.

Продуктивность горизонта Ю-0-1 установлена в блоке I, который в свою очередь разбит на три подблока - I^I, I^{II}, I^{III}. Нарушения f₅ и f₆ были проведены по данным бурения скважин. К каждому подблоку приурочены нефтяные залежи.

Общая толщина горизонта изменяется от 19,8 м (скв. ХЮЗ-10) до 27,1 м (ХЮЗ-4), при среднем значении 23,9 м. Суммарная эффективная толщина составляет в среднем 5,6 м при вариации от 2,3 м (ХЮЗ-1) до 10 м (ХЮЗ-13), эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 1,1 м (ХЮЗ-8) до 10 м (ХЮЗ-13) при среднем значении 4,3 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,26 д. ед, коэффициент расчлененности - 4 д.ед.

Среднее значение коэффициента пористости равно 0,21 д. ед, коэффициента нефтенасыщенности - 0,63 д.ед.

Нефтяная залежь в пределах подблока I^I. В пределах данного подблока пробурены скважины - ХЮЗ-4, ХЮЗ-7, ХЮЗ-12 и ХЮЗ-14. В скважине ХЮЗ-4 пласты-коллекторы заглинизированы. В скважине ХЮЗ-7 по результатам интерпретации ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы. Скважине ХЮЗ-12, ХЮЗ-14 – нефтеводонасыщенные.

По результатам интерпретации ГИС подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора в скв. ХЮЗ-7 находится на абсолютной отметке -1639,6 м. В скважине ХЮЗ-12 подошва нефтенасыщенного по ГИС пласта-коллектора находится на отметке -1639,2 м, кровля воды - на отметке -1639,2 м, т.е. установлен прямой контакт. Следовательно, ВНК по подблоку II принят на отметках -1639,2-1639,6 м. В скважине ХЮЗ-14, пробуренной после даты составления ПЗ-2022г из интервала перфорации 1842,0-1848,0 м (-1632-1638 м) получен не переливающийся приток нефти. Площадь нефтеносности составляет 652 тыс. м². Высота залежи составляет 13,5 м, размеры - 1,8 х 0,6 км.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная с северо-запада, востока и севера и литологически ограниченная в районе скважины ХЮЗ-4.

Нефтяная залежь в подблоке I^{II}. В данном подблоке пробурены скважины ХЮЗ-1, ХЮЗ-6, ХЮЗ-13 и ХЮЗ-16. В скважинах ХЮЗ-1, ХЮЗ-13 по результатам интерпретации ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы. В скважине ХЮЗ-6 разрез заглинизирован.

Залежь установлена, когда при опробовании интервалов перфорации 1842-1844,5 м; 1848,5-1852 м (минус 1631-1634 м, минус 1638-1641 м) в скважине ХЮЗ-1 получен пульсирующий приток нефти. Всего в процессе опробования получено 50,1 т нефти. В скважине ХЮЗ-6 при опробовании из интервала перфорации 1847,5-1850 м (-1638-1640 м) получен приток пластовой воды. По результатам интерпретации ГИС в данном интервале пласты не выделяются. В скважине ХЮЗ-13, пробуренной после даты составления ПЗ-2019г из интервала перфорации 1840,5-1843,5 м (минус 1631-1634 м) был получен фонтанный приток нефти. Всего за время опробования было добыто 104 м³ нефти. Подошва самого

низкого нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1646,8 м в скважине ХЮЗ-13, что и принято за УВНК в данной залежи.

Площадь нефтеносности составляет 540 тыс. м². Высота залежи 25 м. Размеры составляют 1,3 х 0,5 км. Залежь нефти по типу – пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Нефтяная залежь в подблоке I^{III}. В пределах залежи пробурено две скважины ХЮЗ-8 и ХЮЗ-10. Скважины вскрыли водонефтяную часть.

В скважине ХЮЗ-8 при опробовании горизонта Ю-0-1 в интервалах 1840,5-1844;1849-1857м получен приток пластовой воды с пленкой нефти, объект характеризуется как нефтенасыщенный, слабопроницаемый. По комплексу ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора в этой скважине установлена на абсолютной отметке минус 1632,2м, а кровля водонасыщенного пласта-коллектора - на абсолютной отметке минус 1651,3м. В скважине ХЮЗ-10 при опробовании интервала перфорации 1838,5-1841 м, 1846-1849 м (минус 1628,8-1631,3 м, минус 1636,3-1639,3 м) был получен фонтанный приток нефти дебитом 33,3 м³/сут. Подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1639,8 м, кровля водонасыщенного – на отметке -1640,5 м. Исходя из вышеизложенного, ВНК принят на отметке -1639,8 м.

Площадь нефтеносности – 1064 тыс. м². Высота составляет 11,1м, размер залежи - 2,1 х 0,8 км.

Залежь нефти – пластовая, сводовая, тектонически экранированная, литологически ограниченная, водоплавающая.

Продуктивность горизонта Ю-0-2 установлена на блоках I и II. Также, как и по вышезалегающему горизонту Ю-0-1, блок I разбит нарушениями на три подблока I^I, I^{II}, I^{III}.

Общая толщина горизонта изменяется от 11,2 м (скв. ХЮЗ-1) до 18,6 м (ХЮЗ-7), при среднем значении 14,6 м. Суммарная эффективная толщина составляет в среднем 4,1 м при вариации от 0,9 м (ХЮЗ-8) до 6,3 м (ХЮЗ-6), эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 0,9 м (ХЮЗ-8) до 5,5 м (ХЮЗ-12) при среднем значении 3,0 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,27 д. ед, коэффициент расчлененности – 4,0 д.ед.

Среднее значение коэффициента пористости равно 0,20 д. ед, коэффициента нефтенасыщенности - 0,54 д.ед.

В подблоке I^I установлена нефтяная залежь, в пределах которой пробурены скважины ХЮЗ-7, ХЮЗ-4, ХЮЗ-12 и ХЮЗ-14. В скважине ХЮЗ-4 коллекторы - водонасыщенные.

В скважине ХЮЗ-7 подошва самого низкого нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1664,8 м. В результате перфорации интервала 1863,5-1875 м, 1876-1879,5 м, 1880,5-1882,5 м (минус 1653,9-1665,4 м, -1666,4-1669,9 м, -1670,9-1672,9 м) при опробовании

свабированием был получен приток воды с незначительными признаками нефти. Вода по плотности похожа на техническую. Подошва нефтенасыщенного пласта находится на отметке -1673,6 м. Во вновь пробуренной скважине ХЮЗ-14 из интервала 1860-1863м; 1868-1870м; 1873-1878м (минус 1650-1653м; 1658-1660м; 1663-1668м) после перфораций получен не переливающийся приток пластовой воды. При этом причины получения притока пластовой воды неизвестны, т.е. либо это из-за влияния процесса разработки, либо из-за подобранного метода опробования. В скважинах ХЮЗ-12, ХЮЗ-14 подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора находится на отметках -1659,8 м, -1663,8м. УВНК принят на абсолютной отметке -1673,6м.

Площадь нефтеносности – 592 тыс. м². Высота нефтяной залежи составляет 22 м, размер залежи - 1,6 х 0,5 км. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

В пределах **подблока I^{II}** пробурены скважины ХЮЗ-1, ХЮЗ-6, ХЮЗ-11, ХЮЗ-13 и ХЮЗ-16. В скважине ХЮЗ-1 выделены нефтенасыщенный по ГИС коллекторы. В скважинах ХЮЗ-6 и ХЮЗ-13 – нефтеводонасыщенные. В скважине ХЮЗ-11 разрез заглинизирован.

По результатам интерпретации ГИС в скважине ХЮЗ-1 подошва нефтенасыщенного пласта коллектора находится на абсолютной отметке -1660м. Продуктивность доказана опробованием, при совместной перфорации интервалов 1862-1867 м, 1868,5-1871 м, 1878-1879,5 м, 1881-1884 м (минус 1651-1656, -1658-1660, -1667-1669, -1670-1673 м) был получен приток нефти дебитом 33,1 м³/сут. В скважине ХЮЗ-6 подошва нефтенасыщенного пласта коллектора - на абсолютной отметке минус 1654,8м, кровля водонасыщенного пласта коллектора - на абсолютной отметке минус 1659,1м. При опробовании интервала перфорации 1861-1863,5 м, 1875-1878 м (минус 1651-1654, 1665-1668 м) был получен не переливающийся приток пластовой воды с пленкой нефти. Условный водонефтяной контакт (УВНК) был принят наклонный от минус 1659,1 м (скважина ХЮЗ-6) до минус 1660м (скважина ХЮЗ-1).

В скважине ХЮЗ-13 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке - 1661,8 м. Опробование в скважине не проводилось.

Учитывая данные ГИС скважины ХЮЗ-13, ВНК можно принять на отметках от минус 1659,1 м до минус 1661,8 м. Площадь нефтеносности составляет 858 тыс. м². Высота залежи равна 10,5 м, размер залежи – 1,9 х 0,6км. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

В пределах нефтяной залежи **подблока I^{III}** пробурены скважины ХЮЗ-3, ХЮЗ-8 и ХЮЗ-10. В скважине ХЮЗ-3 коллекторы водонасыщенные. В скважинах ХЮЗ-8 и ХЮЗ-10 – нефтенасыщенные.

В скважине ХЮЗ-8 при опробовании в интервале 1866,5-1871,5 м (минус 1656,8-1661,9 м) получен приток пластовой воды с пленкой нефти. Подошва нефтенасыщенного коллектора в скважине находится на отметке -1668,4 м.

В скважине ХЮЗ-10 при опробовании интервала перфорации 1860,5-1867,5 м, 1871-1874 м, 1879-1880 м (минус 1650,8-1657,8, -1661,3-1664,3, -1669,3-1670,3 м) получен приток нефти дебитом 2,6 м³/сут с обводненностью 0,85%. Подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1663 м. ВНК принят на отметке -1668,4 м. Площадь нефтеносности составляет 1032 тыс. м². Высота залежи 17,3 м. Размеры - 1,5 х 1,0 км. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Блок II. В блоке установлена нефтяная залежь. В пределах блока II пробурены скважины ХЮЗ-2, ХЮЗ-5, ХЮЗ-9 и ХЮЗ-15. Скважина ХЮЗ-2 вскрыла водонасыщенные пласты. Скважина ХЮЗ-5 вскрыла нефтеводонасыщенные и ХЮЗ-9 – нефтенасыщенный пласт.

При испытании в скважине ХЮЗ-9 из интервала перфорации 1917,5-1922,5 м (минус 1699-1704,4 м) получен приток пластовой воды с пленкой нефти. Во вновь пробуренной скважине ХЮЗ-15 из интервала перфорации 1908,8-1910м; 1915,5-1917,5м; 1923-1925м (минус 1692-1694 м; 1699,9-1701,5м; 1707-1709м) получен не переливающийся приток пластовой воды с плёнкой нефти. При этом причины получения притока воды с пленкой нефти неизвестны, т.е. либо это из-за влияния процесса разработки, либо из-за подобранного метода опробования.

В скважине ХЮЗ-5 подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора находится на отметке -1696,5 м. Кровля водонасыщенного коллектора на отметке -1704,1 м.

Водонефтяной контакт (ВНК) был принят на отметке минус -1702,8 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ХЮЗ-9 и остается таким в настоящей работе.

Площадь нефтеносности составляет 1890 тыс. м². Высота залежи - 7,3м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности составляют 1,7 х 1,2 км. Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная и литологически ограниченная.

Продуктивность горизонта Ю-0-3 также установлена в блоках I и II. Как и по вышезалегающим горизонтам Ю-0-1 и Ю-0-2, блок I разбит нарушениями на три подблока I^I, I^{II}, I^{III}.

Общая толщина горизонта изменяется от 18,2 м (скв.ХЮЗ-10) до 30,6 м (ХЮЗ-5), при среднем значении 24,4 м. Суммарная эффективная толщина составляет в среднем 5,5 м при вариации от 2,7 м (ХЮЗ-2) до 8,8 м (ХЮЗ-12), эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 0,6 м (ХЮЗ-10) до 8,8 м (ХЮЗ-12) при среднем значении 2,8 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,22 д.ед, коэффициент расчлененности – 4,63 д.ед. Среднее

значение коэффициента пористости равно 0,18 д.ед, коэффициента нефтенасыщенности - 0,51 д.ед.

В пределах нефтяной залежи подблока I^I пробурены 4 скважины ХЮЗ-4, ХЮЗ-7, ХЮЗ-12, ХЮЗ-14. Скважины ХЮЗ-12, ХЮЗ-14 вскрыли нефтяную часть разреза, скважина ХЮЗ-7 – водонефтяную и скважиной ХЮЗ-4 вскрыты водонасыщенные коллекторы. Подошва самого низкого нефтенасыщенного коллектора в скважине ХЮЗ-7 находится на отметке -1684,8 м, кровля водонасыщенного коллектора на отметке -1700,9 м. В пределах горизонта опробован интервал ниже принятого контакта, в интервале перфорации выделены только водонасыщенные по ГИС коллекторы. В результате получен не переливающийся приток нефти, скорее всего, из нижерасположенного перфорированного нефтенасыщенного интервала. В скважине ХЮЗ-12 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1687,7 м. Следовательно, ВНК принят на отметке -1687,7 м.

Площадь залежи в подблоке составляет 553 тыс. м². Высота залежи 15,9 м. Размеры в пределах установленного контура составляют 1,6 х 0,5 км. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Нефтяная залежь подблока I^{II}. Данный подблок вскрыли шесть скважин. Скважина ХЮЗ-1 вскрыла чисто нефтяную часть разреза, скважины ХЮЗ-10, ХЮЗ-13 и ХЮЗ-16 – водонефтяную часть. Скважинами ХЮЗ-6 и ХЮЗ-11 вскрыты водонасыщенные пласты-коллекторы. Также, следует отметить, что скважина ХЮЗ-10 по вышезалегающим горизонтам была расположена в подблоке I^{III}. Нарушение f₆ пересекло данную скважину, и по горизонту Ю-0-3 скважина оказалась в подблоке I^{II}. Как упомянуто выше, нарушения f₅ и f₆ проведены на основании несоответствия водонефтяных контактов.

В данном блоке опробована скважина ХЮЗ-1 совместно с горизонтом Ю-0-2, в результате получен фонтанный приток нефти дебитом 33,1 м³/сут. Подошва нефтенасыщенного по ГИС коллектора находится на отметке -1677 м. В скважине ХЮЗ-6 интервал перфорации попадает ниже ВНК и вне выделенных коллекторов. Кровля водонасыщенного коллектора находится на отметке -1685,3 м. В перфорированном интервале приток не получен.

В скважине ХЮЗ-10, выделенный по ГИС коллектор был опробован совместно с пластами горизонта Ю-0-2, в результате получен приток нефти дебитом 2,6 м³/сут, обводненность 0,85%. В скважинах ХЮЗ-13 и ХЮЗ-16 опробование не проводилось. Подошвы нефтенасыщенных коллекторов находятся на отметках -1670,3 м и -1672,5 м соответственно. Кровля водонасыщенного коллектора в скважине ХЮЗ-10 находится на отметке -1673,9 м.

ВНК по залежи принят наклонным в пределах отметок -1673,9-1677 м.

Площадь залежи составляет 607 тыс. м². Высота залежи 9,6 м. Размеры – 1,3 x 0,6 км. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Нефтяная залежь подблока I^{III}. В данном подблоке находится одна скважина ХЮЗ-8. В скважине выделяются как нефте-, так и водонасыщенные пласты-коллекторы.

При опробовании интервала перфорации 1890,5-1893,5 м, 1895-1897 м (минус 1681-1684 м, -1685-1687 м) был получен не переливающийся приток пластовой воды с пленкой нефти. Подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1683,7 м, кровля водонасыщенного – на отметке -1687,1 м. ВНК принят на отметке -1683,7 м.

Площадь залежи составляет 816 тыс. м². Высота залежи – 4,7 м. Размеры – 1,5 x 1,0 км. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Блок II. В пределах блока II пробурены скважины ХЮЗ-2, ХЮЗ-5, ХЮЗ-9 и ХЮЗ-15. Во всех 4-х скважинах вскрыты нефтеводонасыщенные пласты.

В скважине ХЮЗ-5 из интервалов 1943,5-1947 м (минус 1725,2-1728,2 м) и 1937,5-1940,5 м (минус 1719,2-1722,2 м) в получен приток нефти с пластовой водой. Подошва нефтенасыщенного по ГИС коллектора находится на отметке -1726,2 м, кровля водонасыщенного на отметке -1726,5 м.

В скважине ХЮЗ-9 при испытании интервалов 1939-1941,4 м (минус 1720,9-1723,4 м) и 1932,5-1935 м (минус 1714,4 –1716,9 м) получен приток пластовой воды с незначительной пленкой нефти. Во вновь пробуренной скважине ХЮЗ-15 при испытании интервалов 1933-1937,5 м (минус 1717-1721,5 м) и 1943-1945 м (минус 1727–1729 м) получен не переливающийся приток пластовой воды. Получение пластовой воды связано, вероятно, с результатом перетока из нижнего водоносного пласта-коллектора. По результатам интерпретации ГИС, подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине ХЮЗ-9 находится на абсолютной отметке минус 1717,5 м, а кровля водонасыщенного пласта-коллектора - на абсолютной отметке -1722,3 м.

ВНК по залежи был принят наклонный на отметках -1722,3-1726,2 м и остался таким в утвержденном ПЗ-2022г.

Площадь залежи составляет 1921 тыс. м². Высота залежи 6,9 м. Размеры – 1,4 x 1,9 км. Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Продуктивность **горизонта Ю-0-4** установлена в блоке I, подблоках I^I и I^{II}. В блоке II скважинами вскрыты водонасыщенные пласты-коллекторы. В подблоке I^{III} в скважине ХЮЗ-8 разрез заглинизирован, в скважине ХЮЗ-3 коллекторы водонасыщены.

Общая толщина горизонта изменяется от 7,4 м (скв. ХЮЗ-13) до 9,4 м (ХЮЗ-10), при среднем значении 8,4 м. Суммарная эффективная толщина составляет в среднем 1,9 м при вариации от 0,5 м (ХЮЗ-7) до 3,7 м (ХЮЗ-10), эффективная нефтенасыщенная толщина

варьирует от 0,5 м (ХЮЗ-7) до 2,7 м (ХЮЗ-10) при среднем значении 1,3 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,27 д. ед, коэффициент расчлененности – 1,86 д.ед.

Среднее значение коэффициента пористости равно 0,19 д. ед, коэффициента нефтенасыщенности - 0,49 д.ед.

В пределах нефтяной залежи **подблока I^I** пробурены также 4 скважины ХЮЗ-4, ХЮЗ-7, ХЮЗ-12 и ХЮЗ-14. Скважины ХЮЗ-12, ХЮЗ-7 и ХЮЗ-14 вскрыли нефтяную часть разреза, скважиной ХЮЗ-4 вскрыт водонасыщенный коллектор.

Подошва самого низкого нефтенасыщенного коллектора в скважине ХЮЗ-7 находится на отметке -1710,2 м. Во вновь пробуренной скважине ХЮЗ-12 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1696,2 м. Кровля водонасыщенного коллектора в скважине ХЮЗ-4 находится на отметке -1732,6 м. Скважины не опробовались.

ВНК принят на отметке -1710,2 м, что соответствует подошве выделенного по ГИС нефтенасыщенного коллектора в скважине ХЮЗ-7.

Площадь залежи в подблоке составляет 331 тыс. м². Высота залежи 14,9 м. Размеры в пределах установленного контура составляют 1,2 х 0,35 км.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Нефтяная залежь подблока I^{II}. Данный подблок вскрыли шесть скважин. Скважины ХЮЗ-1 и ХЮЗ-10 вскрыли водонефтяную часть залежи. Разрез в скважине ХЮЗ-13 заглинизирован. Скважинами ХЮЗ-6, ХЮЗ-11 и ХЮЗ-16 вскрыты водонасыщенные пласты-коллекторы.

В данном блоке опробованы скважины ХЮЗ-1 и ХЮЗ-10. В результате опробования интервала перфорации 1904-1908 м (минус 1693-1697 м) в скважине ХЮЗ-1 получен не переливающийся приток нефти с пластовой водой. Подошва нефтенасыщенного по ГИС коллектора находится на отметке -1698 м, кровля водонасыщенного коллектора на отметке -1698,5 м. В скважине ХЮЗ-10 при опробовании интервала перфорации 1902,5-1904 м (минус 1692,8-1694,3 м) был получен приток нефти с водой. Обводненность продукции составила 9,5%. Подошва нефтенасыщенного по ГИС коллектора находится на отметке -1694,7 м, кровля водонасыщенного на отметке -1694,7 м, т.е. скважиной вскрыт прямой контакт.

ВНК по залежи принят наклонным в пределах отметок -1694,7-1698 м.

Площадь залежи составляет 332 тыс. м². Высота залежи 6 м. Размеры – 1,1 х 0,6 км. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная, литологически ограниченная.

Продуктивность **горизонта Ю-1-А** установлена во всех выделенных блоках. Отмечается, что если в вышезалегающих горизонтах выделялось только два блока I и II, то начиная с Ю-1-А горизонта появляется блок III, отделенный от блока I нарушением f₄, и также разделенный нарушениями f₅, f₆ на три подблока - III^I, III^{II}, III^{III}.

Общая толщина горизонта в среднем составляет 22,6 м, суммарная эффективная толщина - 7,2 м, эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем 8,3 м при вариации от 4,7 м (ХЮЗ-1) до 15,9 м (ХЮЗ-4). Коэффициент песчанистости составляет 0,33 д. ед, коэффициент расчлененности – 2,64 д.ед.

По ГИС средневзвешенное значение пористости составляет 0,19 д. ед, коэффициент нефтенасыщенности 0,52 д.ед.

В пределах **подблока I** пробурены скважины ХЮЗ-7, ХЮЗ-12, ХЮЗ-14. При опробовании в скважине ХЮЗ-7 интервала 1929,5-1937,5 м (минус 1720-1728 м) получен приток воды с нефтью. В скважине проведена закачка кислотного раствора «СККС-2». Данная методика воздействия на продуктивные пласты в компании находится на стадии внедрения и поэтому требует тщательного анализа. Вероятно, «СККС-2» более эффективна для горизонтов, состоящих, преимущественно, из карбонатных пород. Имеются сведения о применении этой методики в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины, сложенных известняками и доломитами. Не исключено, что в скважине ХЮЗ-7 кислотный раствор ухудшил ФЕС ПЗП. Во вновь пробуренной скважине ХЮЗ-14 при испытании интервалов 1917-1920,5 м (минус 1707-1710,5 м) и 1925,5-1928 м (минус 1715,5 – 1718 м) получен не переливающийся приток пластовой воды. При этом причины получения притока воды с пленкой нефти неизвестны, т.е. либо это из-за влияния процесса разработки, либо из-за подобранного метода опробования.

Подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора находится на абсолютной отметке -1730,6 м, а кровля водонасыщенного пласта-коллектора - на абсолютной отметке -1731,1 м.

В скважине ХЮЗ-12 нефтенасыщенные коллекторы выделены только по результатам интерпретации ГИС. Подошва нефтенасыщенного коллектора в этой скважине находится на отметке -1724,7 м, что не противоречит принятому ВНК.

Водонефтяной контакт по данному подблоку был принят на отметке -1730,6 м и остался таковым в утвержденном ПЗ-2022г.

Площадь нефтеносности равна 488 тыс. м². Высота залежи составляет 27,1 м, размер залежи - 1,6 х 0,4 км.

Залежь по типу - пластовая сводовая, тектонически экранированная.

В пределах **подблока II** пробурены скважины ХЮЗ-1, ХЮЗ-6, ХЮЗ-10, ХЮЗ-13 и ХЮЗ-16. Скважинами ХЮЗ-1, ХЮЗ-10 и ХЮЗ-16 вскрыты нефтенасыщенные пласты-коллекторы, скважиной ХЮЗ-6 и ХЮЗ-13 вскрыты нефтеводонасыщенные коллекторы. В скважине ХЮЗ-1 при опробовании в интервалах перфорации 1927,5-1931 м, 1937,0-1940 м (минус 1717-1720 м, -1726-1729 м) получен приток нефти дебитом от 21,4 м³/сут на 7 мм

штуцере. Во вновь пробуренной скважине ХЮЗ-16 при испытании интервалов 1922-1923 м (минус 1712-1713 м); 1927,5-1929 м (минус 1717,5 –1719 м); 1932,5-1934м (минус 1922,5-1924м); 1937,5-1939м (минус 1727,5-1729м) получен не переливающийся приток пластовой воды с плёнкой нефти. Подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора находится на абсолютной отметке -1728,8 м. В скважине ХЮЗ-10 подошва выделенного по результатам интерпретации ГИС нефтенасыщенного пласта-коллектора находится на отметке -1725,9 м, скважина опробована. В результате испытания интервала перфорации 1923-1928,5 м, 1933-1935,5 м (минус 1713,3-1718,8 м, -1723,3-1725,8 м) получен фонтанный приток нефти. Всего за время испытания получено 46,8 м³ нефти. В скважине ХЮЗ-13 в результате испытания интервала перфорации 1937,5-1939 м (минус 1728-1729,5 м) была получена пластовая вода с пленкой нефти. В скважине вскрыт прямой контакт нефть-вода на отметке -1729,4 м. В скважине ХЮЗ-6 из интервала перфорации 1927-1929,5 м, 1935-1939,5 м (минус 1717-1720 м, -1725-1730 м) приток не получен. Скважина в работе ПЗ-2019г по этому горизонту находилась в блоке I^{III}.

Водонефтяной контакт был принят условно на отметке -1728,8м, по подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине ХЮЗ-1. В утвержденном ПЗ-2022г ВНК принят наклонным на отметках -1726,5-1729,4 м, что соответствует кровле водонасыщенного коллектора в скважине ХЮЗ-6 и прямому контакту нефть-вода в скважине ХЮЗ-13.

Площадь нефтеносности в пределах установленного контакта составляет 1126 тыс.м². Высота залежи 25,4 м. Размеры 2,0 х 0,7 м. Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

В пределах **подблока I^{III}** пробурена скважина ХЮЗ-8. Скважиной вскрыты нефтеводонасыщенные пласты-коллекторы.

В скважине при опробовании интервала перфорации 1939-1943 м, 1945-1948 м (минус 1729,3-1733,3 м, -1735,3-1738,3 м) получена пластовая вода и, так как в данном интервале пласты не выделяются, получение пластовой воды связано, вероятно, с перетоком из нижележащего горизонта Ю-І-Б. В дальнейшем из интервала 1925,5-1928,0 м, 1932,5-1938,5 м (минус 1716-1718 м, 1723-1729 м) путем изоляции нижезалегающих интервалов, получен приток пластовой воды с пленкой нефти. В скважине проведена закачка кислотного раствора «СККС-2», с целью интенсификации притоков нефти, однако притоки не получены, как и в скважине ХЮЗ-7, вероятно, по причине неэффективности методики в терригенном разрезе.

По результатам интерпретации ГИС подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора в этой скважине находится на уровне минус 1727,0м.

По горизонту Ю-I-A в пределах подблока I^{III} ВНК принят на отметке -1727,0 м. Площадь нефтеносности составляет 1011 тыс. м². Высота залежи равна 17 м, размеры залежи - 1,6х1,0км. Залежь нефти по типу – пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Блок II. Из пробуренных скважин (ХЮЗ-2, ХЮЗ-5, ХЮЗ-9, ХЮЗ-15), скважина ХЮЗ-5 оказалась за контуром нефтеносности, в скважинах ХЮЗ-9, ХЮЗ-15 разрез заглинизирован. Зоной глинизации залежь делится на два участка: в районе скважины ХЮЗ-2 и в южной части от зоны глинизации, в которой скважины не бурились. В скважине ХЮЗ-2 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1762,8м. Кровля водонасыщенного коллектора – на отметке -1769,3 м.

В скважине ХЮЗ-2 при испытании интервалов 1971-1976 м, 1978-1982 м (минус 1751-1756,4 м, -1758-1762,4 м) получен приток нефти с водой. Вода возможно - техническая. Во вновь пробуренной скважине ХЮЗ-15 при испытании интервалов 1969,5-1971 м (минус 1753,5-1755 м); 1983,5-1984,5 м (минус 1767,5 –1768,5 м); 1989,5-1993м (минус 1773,5-1777м) получен не переливающийся приток пластовой воды.

В скважине ХЮЗ-5 кровля водонасыщенного пласта-коллектора находится на абсолютной отметке минус 1769,1м. При опробовании в интервале 1986,5-1989 м (минус 1868-1771 м) получен приток пластовой воды.

ВНК принят на отметке минус 1762,8 м.

Площадь нефтеносности залежи составляет 832 тыс.м². Высота залежи - 11,1м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности равны 1,0х0,8км.

Залежь пластовая сводовая, тектонически- и литологически ограниченная, водоплавающая.

Блок III, как отмечено выше, начиная с данного горизонта тектоническими нарушениями f₅, f₆ делится на три подблока - III^I, III^{II}, III^{III}.

В пределах **подблока III^I** пробурена одна скважина ХЮЗ-4. Скважиной вскрыты нефтеводонасыщенные пласты-коллекторы.

В скважине по результатам интерпретации ГИС установлен прямой контакт нефть-вода на отметке -1757,1 м. В результате опробования интервала перфорации 1967,5-1969,0 м (минус 1753-1755 м) был получен приток газа, нефти и пластовой воды. ВНК для данной залежи принят на отметке -1757,1 м.

Площадь залежи 281 тыс. м², высота 17,1 м. Размеры 0,6 х 0,5 км.

Залежь пластовая сводовая, подстилаемая водой, тектонически экранированная.

В пределах **подблока III^{III}** пробурена скважина ХЮЗ-3. Скважиной вскрыты нефтенасыщенные коллекторы.

В скважине ХЮЗ-3 при опробовании интервалов 1981,5-1986,5 м, 1987,5-1989,5 м (-1771-1776 м, -1777-1779 м) был получен приток нефти с водой дебитами 10,5 м³/сут и 12,9 м³/сут соответственно. В дальнейшем, после изоляции нижележащих интервалов и перфорации интервалов 1972,5-1975,5 м; 1976,5-1979,5 м (минус 1762-1765; 1766-1769 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 4,7 м³/сут на 7 мм штуцере. Подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора по результатам интерпретации ГИС в скважине ХЮЗ-3 установлена на абсолютной отметке -1775,2м.

Площадь нефтеносности составляет 1785 тыс. м². Высота составляет 35,2 м, размер залежи – 1,5 х 1,5 км.

Залежь по типу пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Продуктивность **горизонта Ю-I-B** установлена в блоках I, II, III. В отличие от вышележащего Ю-1-A горизонта, где все подблоки – продуктивные, в блоке I продуктивными являются только подблоки I^I и I^{II}, а в блоке III – подблоки III^{II} и III^{III}. В подблоке III^{II} залежь выделяется впервые по результатам интерпретации ГИС в скважине ХЮЗ-11. Также следует отметить, что скважина ХЮЗ-12, которая по вышележащим горизонтам находилась в подблоке I^I, по данному горизонту вследствие пересечения нарушением f5 переведена в подблок I^{II}.

Общая толщина горизонта в среднем составляет 29,5м, суммарная эффективная толщина - 19,6м, эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем 2,6м при вариации от 1,6 м (ХЮЗ-13) до 5,0 м (ХЮЗ-12). Коэффициент песчанистости составляет 0,64 д. ед, коэффициент расчлененности – 6,69 д.ед.

По ГИС среднее значение пористости составляет 0,19 д. ед, коэффициент нефтенасыщенности 0,54 д.ед.

В пределах **подблока I^I** пробурена скважина ХЮЗ-7. В скважине выделены нефтеводонасыщенные пласты-коллекторы.

При опробовании в скважине ХЮЗ-7 интервала перфорации 1966,5-1969,5м (минус 1757-1760 м) получен фонтан нефти дебитом 34,2 м³/сут на 7 мм штуцере. Обводненность составила 8,5%. По результатам интерпретации ГИС подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине ХЮЗ-7 находится на абсолютной отметке минус 1759,3 м, а кровля водонасыщенного пласта-коллектора - на абсолютной отметке минус 1761,7 м.

ВНК был принят на отметке -1759,3 м.

Площадь нефтеносности составила 277 тыс. м². Высота залежи составляет 9,3 м, размеры залежи - 1,2 х 0,3 км.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная, водоплавающая.

В **подблоке I^{II}** пробурено 6 скважин, из которых только три скважины ХЮЗ-12, ХЮЗ-13 и ХЮЗ-14 оказались в пределах залежи. Остальные скважины вскрыли водонасыщенные коллекторы.

В ПЗ-2019г залежь в данном подблоке не выделялась. Подошва нефтенасыщенного коллектора в скважине ХЮЗ-12 находится на отметке -1737,4 м, кровля водонасыщенного – на отметке -1739 м. Скважина не опробована. Скважиной ХЮЗ-13 вскрыт прямой по ГИС контакт нефть-вода на отметке -1741,7 м. Скважина также не опробована. Самая высокая отметка водонасыщенного коллектора находится на отметке -1736,7 м в скважине ХЮЗ-10. ВНК принят наклонным от минус 1736,7 м до минус 1741,7 м. Площадь нефтеносности составила 484 тыс. м². Высота залежи составляет 9,3 м, размеры залежи - 0,9 х 0,8 км.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная, водоплавающая.

В пределах **блока II** пробурено 4 скважины ХЮЗ-2, ХЮЗ-5, ХЮЗ-9, ХЮЗ-15. Из пробуренных здесь скважин, только в скважинах ХЮЗ-9 и ХЮЗ-15 выявлены нефтенасыщенные коллекторы, в других скважинах - они водонасыщенные.

По результатам интерпретации ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора в скважине ХЮЗ-9 находится на абсолютной отметке -1782,4м, кровля водонасыщенного пласта-коллектора - на абсолютной отметке -1783 м. В скважине ХЮЗ-15 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке -1776,7м, кровля водонасыщенного пласта-коллектора - на абсолютной отметке -1788,7 м. При опробовании скважины ХЮЗ-9 из интервала перфорации 1993,5-1995 м, 1996,5-2000,5 м (минус 1775,5-1777 м, -1778,5-1782,5 м) получен не переливающийся приток пластовой воды с пленкой нефти. При испытании интервалов 2065,5-2067,5 м (минус 1849,5-1851,5 м); 2005,5-2011,5 м (минус 1789,5 –1795,5 м) из скважины ХЮЗ-15 получен не переливающийся приток пластовой воды с плёнкой нефти.

В скважине ХЮЗ-2 кровля водонасыщенного пласта-коллектора - на абсолютной отметке -1778,6 м, в скважине ХЮЗ-5 кровля водонасыщенного пласта-коллектора находится на абсолютной отметке -1789,4м.

ВНК принят наклонный на отметках от -1778,6 м до -1782,4 м.

Площадь нефтеносности залежи, оцененная по категории С₂ составляет 1036 тыс. м². Высота залежи равна 6,5 м, размеры ее в пределах контура нефтеносности составляют 1,3 х 0,9 км. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная, водоплавающая.

В пределах **подблока III^{II}** предполагается нефтяная залежь по результатам интерпретации материалов ГИС. В подблоке пробурена скважина ХЮЗ-11. Скважиной вскрыты, как нефте- так и водонасыщенные пласты-коллекторы.

ВНК принят на отметке минус 1774 м по подошве нефтенасыщенного по ГИС пласта-коллектора в скважине ХЮЗ-11.

Площадь нефтеносности составляет 114 тыс.м². Высота залежи равна 3 м, ее размеры - 0,5х 0,26 км. Залежь нефти по типу пластовая, сводовая, тектонически экранированная, водоплавающая.

В пределах **подблока III^{III}** установлена нефтяная залежь. В подблоке пробурена скважина ХЮЗ-3. Скважиной вскрыты, как нефте- так и водонасыщенные пласты-коллекторы.

В скважине ХЮЗ-3 при опробовании из интервала 1995,5-1997,5 м (минус 1785-1787 м) получен фонтанный приток нефти с пластовой водой. В скважине установлен прямой контакт нефть-вода на отметке -1787,4 м.

ВНК был принят на отметке минус 1787,4 м.

Площадь нефтеносности составляет 1386 тыс.м². Высота залежи равна 17,4 м, ее размеры - 1,4х1,3 км. Залежь нефти по типу пластовая, сводовая, тектонически экранированная, водоплавающая.

Продуктивность **горизонта Ю-II** установлена в блоках I и II.

Общая толщина горизонта изменяется от 25,2 м (скв.ХЮЗ-13) до 31,3 м (ХЮЗ-2), при среднем значении 27 м. Суммарная эффективная толщина составляет в среднем 14,2 м при вариации от 11,3 м (ХЮЗ-12) до 16,2 м (ХЮЗ-13), эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 1,6 м (ХЮЗ-13) до 5,4 м (ХЮЗ-9) при среднем значении 3,3 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,48 д.ед, коэффициент расчлененности – 5,79 д.ед. Среднее значение коэффициента пористости равно 0,19 д.ед, коэффициента нефтенасыщенности - 0,66 д.ед.

В блоке I продуктивным является только подблок I^{II}.

В пределах **подблока I^{II}** пробурены скважины ХЮЗ-1, ХЮЗ-6, ХЮЗ-10, ХЮЗ-11, ХЮЗ-12, ХЮЗ-13, ХЮЗ-14 и ХЮЗ-16. Скважинами ХЮЗ-1, ХЮЗ-12 и ХЮЗ-13 вскрыты нефтеводонасыщенные пласты-коллекторы. Скважина ХЮЗ-10 вскрыла горизонт только в кровельной части. Остальными скважинами вскрыты водонасыщенные коллекторы.

В скважине ХЮЗ-1 при опробовании в интервалах перфорации 1993-1999 м, 2001-2002 м (минус 1782,2-1788 м, -1790-1791 м) получен непереливающийся приток нефти. В скважине ХЮЗ-12 при опробовании интервала перфорации 1987-1990,5 м (минус 1776,2-1779,9 м) получен приток технической воды. А из интервала перфорации 1995-1997,5 м (минус 1784,2-1786,7 м) получен приток нефти с водой. Обводненность составила 40%. В скважине был проведен ГИС-контроль по определению профиля притока. Все перфорированные интервалы работают нефтью и нефтью с водой. Подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1786,9 м, кровля водонасыщенного - на отметке -1788,3 м. В скважине ХЮЗ-13 из

интервала перфорации 1995-1997,5 м (минус 1785,5-1788 м) получена техническая вода. Подошва нефтенасыщенного по ГИС коллектора находится на отметке -1787,9 м, кровля водонасыщенного на отметке -1790,8 м. В скважине ХЮЗ-6 из интервала перфорации 2002,5-2005 м, 2006,5-2008,5 м (минус 1793-1795 м, -1797-1799 м) вне выделенных по ГИС пластов получена техническая вода. Кровля водонасыщенного пласта-коллектора находится на отметке -1804 м.

Прямой контакт нефть-вода по данным интерпретации ГИС установлен в скважине ХЮЗ-1 на отметке минус 1792 м. С учетом бурения скважины ХЮЗ-12 контакт принят наклонным от минус 1788,3 м до минус 1792 м.

Площадь нефтеносности составляет 579 тыс.м². Высота залежи составляет 7,2 м, размеры залежи - 1,1х0,8 км. Залежь нефти – пластовая, сводовая, тектонически экранированная, водоплавающая.

Блок II. В пределах блока II установлена также нефтяная залежь. В пределах залежи расположены три скважины ХЮЗ-2, ХЮЗ-9 и ХЮЗ-15, скважина ХЮЗ-5 вскрыла водонасыщенные пласты коллекторы.

При испытании скважины ХЮЗ-9 в интервале перфорации 2054-2056 м и 2046-2053 м (минус 1828,5-1835 м и -1836-1838 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 52,2 м³/сут на 7 мм штуцере. При испытании интервалов 2065,5-2067,5 м (минус 1849,5-1851,5 м); 2005,5-2011,5 м (минус 1789,5 –1795,5 м) из скважины ХЮЗ-15 получен не переливающийся приток пластовой воды с плёнкой нефти. Подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1837,5 м, кровля водонасыщенного – на отметке -1841,1 м.

В скважине ХЮЗ-2 подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора находится на абсолютной отметке -1841,4 м, кровля водонасыщенного пласта-коллектора - на абсолютной отметке -1842,8м, в скважине ХЮЗ-5 кровля водонасыщенного пласта-коллектора - на абсолютной отметке -1847,7м. ВНК был принят на отметке -1841,4м. Площадь нефтеносности составляет 1281 тыс.м². Высота залежи равна 15,2 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности - 1,5х0,9км. Залежь нефти – пластовая, сводовая, тектонически экранированная, водоплавающая.

В таблице 2.1.1 приведены принятые на месторождения контакты по установленным залежам.

Таблица 2.1.1 - Обоснование положения ВНК

Горизонты	Блоки, подблоки	Скважины	По данным опробованиям		По данным ГИС	
			Нижняя отметка нефти м	Верхняя отметка воды м	Нижняя отметка нефти м	Верхняя отметка воды м
1	2	3	4	5	6	7
М-II	I	ХЮ3-4			-1601,9	-1601,9
		ХЮ3-3			-1603,8	-1603,8
		ХЮ3-7	-1600,4		-1601,9	-1605,4
	ВНК – -1601,9 – 1603,8 м					
Ю-0-1	I ^I	ХЮ3-7			-1639,6	
		ХЮ3-12			-1639,2	-1639,2
	ВНК -1639,2-1639,6 м					
Ю-0-1	I ^{II}	ХЮ3-13	-1634		-1646,8	
	УВНК -1646,8 м					
	I ^{III}	ХЮ3-10	-1639,3		-1639,8	-1640,5
	ВНК -1639,8 м					
Ю-0-2	I ^I	ХЮ3-7	-1672,9		-1673,6	
	УВНК -1673,6 м					
	I ^{II}	ХЮ3-6	-1668,1		-1654,8	-1659,1
		ХЮ3-13			-1661,8	-1662,8
	ВНК -1659,1-1661,8 м					
	I ^{III}	ХЮ3-8	-1661,9		-1668,4	
	ВНК -1668,4 м					
	II	ХЮ3-5			-1696,5	-1704,1
		ХЮ3-9	-1704,4		-1702,8	
	ВНК -1702,8 м					
Ю-0-3	I ^I	ХЮ3-7	-1704,4		-1684,8	-1700,9
		ХЮ3-12			-1687,7	
	ВНК -1687,7 м					
	I ^{II}	ХЮ3-1	-1673,2		-1677	
		ХЮ3-10			-1670,3	-1673,9
		ХЮ3-13			-1672,5	-1675,6
	ВНК -1673,9-1677 м					
	I ^{III}	ХЮ3-8	-1687,3		-1683,7	1687,1
	ВНК -1683,7					
	II	ХЮ3-5	-1728,7		-1726,2	-1726,5
		ХЮ3-9	-1723,4		-1717,5	-1722,3
	ВНК -1722,3-1726,2					
Ю-0-4	I ^I	ХЮ3-4				-1732,6
		ХЮ3-7			-1710,2	
		ХЮ3-12			1696,2	
	ВНК -1710,2					
	I ^{II}	ХЮ3-1	-1697		-1698	-1698,5
		ХЮ3-10	-1694,3		-1694,7	1694,7
	ВНК -1694,7-1698 м					

Продолжение таблицы 2.1.1

1	2	3	4	5	6	7
Ю-1-А	I ^I	ХЮ3-7	-1728		-1730,6	-1731,1
		ХЮ3-12			-1724,7	
	– 1730,6 м					
	I ^{II}	ХЮ3-1	-1729,2		-1728,8	
		ХЮ3-6			-1717,0	-1726,5
		ХЮ3-13			-1729,4	
	ВНК -1726,5-1729,4 м					
	I ^{III}	ХЮ3-8	-1729,0		-1727	
	ВНК -1727,0 м					
	II	ХЮ3-2	-1762,4		-1762,8	-1769,3
		ХЮ3-5		-1768,2		-1769,1
	ВНК -1762,8 м					
	III ^I	ХЮ3-4	-1754,9		-1757,1	-1757,1
	ВНК -1757,1 м					
	III ^{III}	ХЮ3-3	-1779		-1775,2	
	ВНК – 1775,2 м					
Ю-1-Б	I ^I	ХЮ3-7	-1760		-1759,3	-1761,7
	ВНК -1759,3 м					
	I ^{II}	ХЮ3-10				-1736,7
		ХЮ3-13			-1741,7	-1741,7
	ВНК – 1736,7-1741,7 м					
	II	ХЮ3-2				-1778
		ХЮ3-9	-1782,5		-1782,4	-1783
	ВНК – 1778,6-1782,4 м					
	III ^{II}	ХЮ3-11			-1774	-1775,8
	ВНК -1774 м					
Ю-II	I ^{II}	ХЮ3-1	-1791		-1792	-1792
		ХЮ3-12	- 1786,7		-1786,9	-1788,3
	ВНК -1788,3-1792 м					
	II	ХЮ3-9	-1838		-1837,5	-1841,1
		ХЮ3-2			-1841,4	-1842,8
	ВНК -1841,4 м					

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Для характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов использованы результаты лабораторных исследований керна, данные промыслово-геофизических и гидродинамических исследований.

Результаты анализов керна. По месторождению Хаиркелды Юго-Западный с отбором керна пробурено 9 скважин: 2 поисковые (№№ 1, 2); 4 разведочные (№№ 3, 4, 5, 9) и 3 опережающе-добывающих (№№ 6, 7, 8). В период после ПЗ-2022г были проведены специальные исследования на трех старых скважинах (№ 3, №8, №9).

Всего по месторождению с отбором керна пройдено 206,9 м, общий линейный вынос керна составил 189,58 м или 91,6% от проходки. Всего по разрезу, включая его части между горизонтами, было отобрано и проанализировано 144 образца. Из них в пределах продуктивной толщи изучено 138 образцов. Количество кондиционных образцов – 106 шт.

Сведения по отбору керна в скважинах месторождения приведены в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 - Сведения по отбору кернa в скважинах месторождения

№№ скв.	Горизонты	Толщина горизонта, м	Интервал горизонта,м		Интервал отбора кернa, м		Отбор кернa в продукт. части			Освещенность керном горизонта, м/м	Количество образцов	Освещенность анализами	Кондиционные образцы	Освещенность кондиционными	Эффективная толщина, м/м	Отбор кернa по эффективным мощностям			Освещенность керном коллектора.	Кондиционные образцы.приходзящи	Освещенность кондиционными					
							Проходка скерном	Вынос кернa от проходки								Проходка	Вынос кернa от проходки									
			Кровля	Подошва	Кровля	Подошва	м	м	%							м	М	%								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22					
1	Ю-0-1	28.6	1842.4	1871	1863	1870.7	7.7	7.7	100	0.269	9	0.31	9	0.31	4.8	7.7	7.7	100	0.62	9	1.88					
	Вне гор-та				1939,3	1945.1	5.8	4.5	77.6	-	-	-	-	-	-	5.8	4.5	78	-	-	-					
	Ю-I-Б	26	1949	1975	1958.4	1966.8	8.4	8.4	100	0.323	9	0.35	6	0.23	5.7	8.4	8.4	100	0.68	6	1.05					
	Ю-II	27	1993	2020	2004.2	2012.7	8.5	8.5	100	0.315	6	0.22	6	0.22	5.6	8.5	8.5	100	0.66	6	1.07					
Итого по скв:		81.6					30.4	29.1	96	0.36	24	0.29	21	0.26	16.1	30.4	29.1	96	0.55	21	1.30					
2	М-II	22	1839	1861	1839.5	1848.7	9.2	7.7	83.7	0.35	8	0.36	7	0.32	7.9	9.2	7.7	84	0.97	7	0.89					
	Ю-0-1	24.9	1899.1	1924	1921.9	1930.6	8.7	7.4	85.1	0.297	3	0.12	1	0.04	1.3	8.7	7.4	85	0.18	1	0.77					
	Ю-I-A	22	1971	1993	1981	1990.2	9.2	9.2	100	0.418	6	0.27	5	0.23	2.8	9.2	9.2	100	0.30	5	1.79					
Итого по скв:		68.9					27.1	24.3	90	0.35	17	0.25	13	0.19	12	27.1	24.3	90	0.49	13	1.08					
3	М-II	22	1810	1832	1817.5	1826.7	9.2	7.5	81.5	0.341	8	0.36	3	0.14	6.9	9.2	7.5	82	0.92	3	0.43					
	Вне гор-та				1908.9	1913	4.1	4.1	100	-	-	-	-	-	-	4.1	4.1	100	-	-	-					
	Ю-I-A	14	1972	1986	1978.4	1985.9	7.5	3	40	0.214	6	0.43	2	0.14	1.8	7.5	3	40	0.60	2	1.11					
	Вне гор-та				2062	2066.3	4.3	4.1	95.3	-	-	-	-	-	-	4.3	4.1	95	-	-	-					
		36					25.1	18.7	75	0.52	14	0.39	5	0.14	8.7	25.1	18.7	75	0.47	5	0.57					
4	М-II	22	1815	1837	1820.1	1829.4	9.3	8.05	86.6	0.366	9	0.41	4	0.18	7.2	9.3	8.05	87	0.89	4	0.56					
	Вне гор-та				1889	1895.2	6.2	6.18	99.7	-	-	-	-	-	-	6.2	6.18	100	-	-	-					
					1950.5	1957.9	7.4	6.3	85.1	-	6	-	3	-	-	7.4	6.3	85	-	3	-					
Итого:		22					22.9	20.53	90	0.93	15	0.68	7	0.32	7.2	22.9	20.5	90	0.35	7	0.97					
5	Ю-0-2	32.8	1938.2	1971	1970	1979.2	9.2	9.14	99.3	0.279	9	0.27	5	0.15	1.9	9.2	9.14	99	0.21	5	2.63					
6	М-II	22	1795	1817	1796.8	1806	9.2	7.6	82.6	0.345	13	0.59	10	0.45	3.4	9.2	7.6	83	0.45	10	2.94					
	Ю-0-1	19.5	1858	1877.5	1862	1871.2	9.2	8.75	95.1	0.449	9	0.46	6	0.31	4	9.2	8.75	95	0.46	6	1.50					
	Ю-I-A	23	1927	1950	1928.9	1934.7	5.8	5.68	97.9	0.247	1		-	-	-	5.8	5.68	98	-	-	-					
Итого:		64.5					24.2	22.03	91.0	0.34	23	0.36	16	0.25	7.4	24.2	22	91	0.34	16	2.16					
7	М-II	23	1797	1820	1798	1807.2	9.2	9.2	100.0	0.4	7	0.30	7	0.30	6.8	9.2	9.2	100	0.74	7	1.03					
	Ю-0-1	43	1832	1875	1866	1873.6	7.6	7.6	100.0	0.177	4	0.09	3	0.07	2.6	7.6	7.6	100	0.34	3	1.15					
	Ю-I-A	14	1930	1944	1938.1	1944.2	6.1	4.3	70.5	0.307	5	0.36	5	0.36	2.3	6.1	4.3	70	0.53	5	2.17					
Итого:		80					22.9	21.1	92.1	0.26	16	0.20	15	0.19	11.7	22.9	21.1	92	0.55	15	1.28					
8	М-II	24	1796	1820	1800	1809.2	9.2	9	97.8	0.375	9	0.38	9	0.38	2.4	9.2	9	98	0.27	9	3.75					
	Ю-0-2	42.3	1867.7	1910	1877.8	1884.8	7	7	100	0.165	2	0.05	2	0.05	0.4	7	7	100	0.06	2	5.00					
	Ю-I-A	38.1	1913.9	1952	1936	1942.3	6.3	6.3	100	0.165	4	0.10	2	0.05	0.6	6.3	6.3	100	0.10	2	3.33					
Итого:		104					22.5	22.3	99.1	0.21	15	0.14	16	0.12	3.4	22.5	22.3	99	0.15	13	3.82					
9	Ю-0-1	14	1908	1922	1920.1	1925.8	5.7	5.45	95.6	0.389	-	-	-	-	-	5.7	5.45	96	-	-	-					
	Ю-I-A	19	1970	1989	1970.6	1978.3	7.7	7.7	100	0.405	-	-	-	-	-	7.7	7.7	100	-	-	-					
	Ю-II	26	2042	2068	2050.6	2059.8	9.2	9.2	100	0.354	11	0.42	11	0.42	3.5	9.2	9.2	100	0.38	11	3.14					
Итого:		59					22.6	22.35	99	0.38	11	0.19	11	0.19	3.5	22.6	22.3	99	0.16	11	3.14					
Итого по меду:		135					55.3	49.05	89	0.36	54	0.40	40	0.30	34.6	55.3	49.1	89	0.71	40	1.16					
Итого по юре:		414					123.8	115.3	93	0.28	84	0.40	63	0.15	37.3	124	115.32	93	0.32	63	1.69					
Всего		549					206.9	189.6	91.6	0.35	144	0.26	106	0.19	71.9	207	189.55	91.61	0.38	106	1.47					

Все исследования керн по скважинам №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 выполнены в АО «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» (АО «НИПИнефтегаз», г.Актау). Лабораторные исследования на керне выполнены на 144 образцах, из них представительных – 106 шт.

На керне были выполнены стандартные (определение минералогической плотности и объемной плотности, гранулометрического состава, проницаемости для газа, карбонатности), а также специальные (ККД полупроницаемой мембраны, центрифугирования, ОФП в системе нефть-вода, Квыт, Смачиваемость, Ртутная порометрия). В таблице 2.2.2 приведен комплекс выполненных лабораторных исследований керн, отобранного из скважин.

Таблица 2.2.2 - Комплекс лабораторных исследований керн и количество определений

№ № п/п	Виды исследований	Ед. изм.	Скважины								
			1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Макроскопическое описание	м	8,1	6,8	4,7	5	3	2	8,2	6,04	3,88
2	Петрографическое описание пород по шлифам	шлиф	3	3	2	3	2	5	3	3	3
3	Определение пористости	обр.	24	17	14	15	9	22	16	15	11
4	Определение объемной и минералогической плотности	обр.	18	17	14	15	9	22	16	15	11
5	Определение гранулометрического состава	пробы.	24	17	14	15	9	23	16	15	11
6	Определение карбонатности	пробы.	24	17	14	15	9	23	16	15	11
7	Определение проницаемости для газа	обр.	24	17	14	15	9	22	16	15	11
8	Определение проницаемости по Клинкенбергу	обр.	5	5	4	3	3	22	5	15	11

Продуктивные горизонты приурочены к терригенному комплексу пород нижнемелового и верхнеюрского возраста. В литологическом отношении они представлены:

- в меловом горизонте - песчаниками, алевролитами, гравелитами и аргиллитами, также присутствуют прослои конгломерата;
- горизонты юрского возраста сложены песчаниками, алевролитами и глинами.

Результаты анализа геофизических исследований скважин. После даты составления утвержденного ПЗ-2022г на месторождении пробурены три новые скважины №14, №15, №16. На дату составления настоящего проекта фонд скважин составляет 16 единиц.

Виды и объемы ГИС. Был проведен комплекс геофизических исследований, включающий в себя методы: гамма-каротажа (ГК), нейтронного каротажа (НК), гамма-гамма-плотностного каротажа (ГГКп), акустического каротажа (АК), кривые сопротивления, кавернометрия.

Интерпретация ГИС. Интерпретация материалов ГИС проводилась с использованием петрофизической программы «Interactive Petrophysics», разработанной компанией «Senergy».

Глинистость оценивалась по кривым ГК и ПС как совместно, так и отдельно, а также в комплексе с нейтронно-плотностными методами. При определении глинистости по ГК использовался двойной разностной параметр, с использованием зависимости Ларионова В.В.

Пористость определялась по гамма-гамма плотностному (ГГКп), акустическому (АК), нейтронному (ННК) каротажам.

Коэффициент водонасыщенности был определен по методу удельного электрического сопротивления с использованием петрофизических связей.

При выделении эффективных толщин были использованы граничные значения пористости, принятые для мела – 11%, для юры – 15%. Граничное значение проницаемости - 1мД.

В таблице 2.2.3 по залежам приведены характеристики толщин, их средние значения и пределы изменения.

В таблице 2.2.4 приведены показатели неоднородности пластов, с которыми связаны залежи.

Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности представлена в таблице 2.2.5.

В таблице 2.2.6 приведено сравнение статистических рядов распределения проницаемости по продуктивным горизонтам (объектам разработки).

Таблица 2.2.3 – Характеристика толщин пластов

Толщины, м	Наименование	М-II	Ю-0-1	Ю-0-2	Ю-0-3	Ю-0-4	Ю-I-A	Ю-I-B	Ю-II
Общая	Средняя, м	22,6	24,2	15,5	23,6	7,7	23,0	27,6	28,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,077	0,198	0,193	0,175	0,135	0,103	0,285	0,104
	Интервал изменения, м	18-26,3	17-34,6	10,9-21,5	18-30,6	6,1 - 9,7	19,1-27,5	11,5-40,3	25,2-34,9
Эффективная	Средняя, м	11,1	5,8	4,1	5,2	2,1	7,8	17,4	13,3
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,443	0,590	0,555	0,353	0,639	0,484	0,464	0,294
	Интервал изменения, м	4-19,7	2,6-10	0,9-6,6	2,3-8,8	0,5 - 3,9	2,8-15,9	7,8-31,7	2,8-21,4
Нефтенасыщенная	Средняя, м	4,3	3,9	3,46	2,5	1,24	5,8	2,5	2,95
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,636	0,715	0,632	0,897	0,577	0,562	0,570	0,602
	Интервал изменения, м	0,8-8,5	1,1-10	0,9-5,5	0,6-8,8	0,5-2,7	0,7-10	1,6-5	1,2-5,4
Водонасыщенная	Средняя, м	8,34	3,1	3,2	4,0	2,1	5	16,2	12,1
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,752	0,266	0,606	0,579	0,646	0,709	0,493	0,340
	Интервал изменения, м	1,8-19,7	2,1-4,1	1,3-6,6	1,7-7,8	0,8-3,9	1-12,6	7,2-31,7	2,8-21,4

Таблица 2.2.4 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов (объектов разработки)

Горизонты	Кол-во скв.	Коэффициент песчанистости, д.ед.			Коэффициент расчлененности		
		среднее значение	Интервал изменения	коэффициент вариации	среднее значение	интервал изменения	коэффициент вариации
М-II		0,50	0,163 - 0,904	0,457	6,63	3 -11	0,395
Ю-0-1		0,26	0,096 - 0,382	0,431	4,0	1-11	0,689
Ю-0-2		0,27	0,068 - 0,429	0,515	4,0	1-10	0,582
Ю-0-3		0,22	0,112 - 0,440	0,331	4,63	2-11	0,418
Ю-0-4		0,27	0,060 - 0,639	0,610	1,86	1-6	0,758
Ю-I-A		0,33	0,124 - 0,587	0,378	2,64	1-8	0,817
Ю-I-B		0,64	0,313 - 0,927	0,267	6,69	1-13	0,515
Ю-II		0,48	0,109 - 0,673	0,284	5,79	1-9	0,365

Горизонт М-II. Общая толщина горизонта изменяется от 18м до 26,3м. Общая эффективная толщина колеблется от 4м до 19,7м, эффективная нефтенасыщенная толщина коллекторов изменяется от 0,8м до 8,5 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,50 д.ед, коэффициент расчлененности – 6,63 д.ед.

По данным ГИС средневзвешенное значение пористости – 0,18д.ед. Средневзвешенное значение нефтенасыщенности – 0,60 д.ед.

Горизонт Ю-0-1. Общая толщина горизонта меняется от 17м до 34,6м. Общая эффективная толщина колеблется от 2,6м до 10м. Эффективная нефтенасыщенная толщина –

1,1м до 10м. Коэффициент песчанистости равен 0,26 д.ед, коэффициент расчлененности – 4,0 д.ед.

По данным ГИС средневзвешенное значение пористости – 0,22 д.ед. Средневзвешенное значение нефтенасыщенности – 0,62 д.ед.

Горизонт Ю-0-2. Общая толщина горизонта изменяется от 10,9м до 21,5м. Общая эффективная толщина изменяется от 0,9м до 6,6 м, эффективная нефтенасыщенная толщина – от 0,9м до 5,5м. Коэффициент песчанистости составляет 0,27 д.ед, коэффициент расчлененности – 4,0 д.ед.

По данным ГИС средневзвешенное значение пористости по блоку равно 0,20 д.ед. Средневзвешенное значение нефтенасыщенности – 0,58 д.ед.

Горизонт Ю-0-3. Общая толщина горизонта изменяется от 18м до 30,6м. Общая эффективная толщина изменяется от 2,3м до 8,8 м, эффективная нефтенасыщенная толщина – от 0,6м до 8,8м. Коэффициент песчанистости составляет 0,22 д.ед, коэффициент расчлененности – 4,63 д.ед.

По данным ГИС средневзвешенное значение пористости по блоку равно 0,18 д.ед. Средневзвешенное значение нефтенасыщенности – 0,53 д.ед.

Горизонт Ю-0-4. Общая толщина горизонта изменяется от 6,1м до 9,7м. Общая эффективная толщина изменяется от 0,5 до 3,9 м, эффективная нефтенасыщенная толщина – от 0,5м до 2,7м. Коэффициент песчанистости составляет 0,27д.ед, коэффициент расчлененности – 1,86 д.ед.

По данным ГИС средневзвешенное значение пористости по блоку равно 0,19 д.ед. Средневзвешенное значение нефтенасыщенности – 0,48 д.ед.

Горизонт Ю-1-А. Общая толщина горизонта изменяется от 19,1 до 27,5м. Общая эффективная толщина изменяется от 2,8м до 15,9 м, эффективная нефтенасыщенная толщина – от 0,7м до 10м. Коэффициент песчанистости составляет 0,33 д.ед, коэффициент расчлененности – 2,64 д.ед.

По данным ГИС средневзвешенное значение пористости – 0,19 д.ед., нефтенасыщенности – 0,54 д.ед.

Горизонт Ю-1-Б. Общая толщина горизонта изменяется от 11,5м до 40,3м. Общая эффективная толщина колеблется от 7,8м до 31,7м, эффективная нефтенасыщенная – от 1,6м до 5м. Коэффициент песчанистости составляет 0,64 д.ед, коэффициент расчлененности – 6,6 д.ед.

По данным ГИС средневзвешенное значение пористости равно 0,18 д.ед, средневзвешенное значение нефтенасыщенности – 0,48 д.ед.

Горизонт Ю-II. Общая толщина горизонта изменяется от 25,2м до 34,9 м, общая эффективная толщина колеблется от 2,8м до 21,4м, эффективная нефтенасыщенная – от 1,2м до 5,4м. Коэффициент песчанистости составляет 0,48 д. ед, коэффициент расчлененности – 5,79 д.ед.

По данным ГИС средневзвешенное значение пористости – 0,18 д.ед, средневзвешенное значение нефтенасыщенности – 0,66 д.ед.

Таблица 2.2.5 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мД	Пористость, д.ед.	Нефтенасыщ, д.ед.
М-II				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	6	6	-
	Кол-во определений, шт.	31	31	-
	Среднее значение	191,91	0,19	-
	Коэффициент вариации	1,72	0,39	-
	Интервал изменения	1,37-942,7	0,11-0,24	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	12	12
	Кол-во определений, шт.	-	46	42
	Среднее значение	-	0,18	0,60
	Коэффициент вариации	-	0,15	0,22
	Интервал изменения	-	0,13-0,23	0,40-0,79
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	4	-	-
	Кол-во определений, шт.	5	-	-
	Среднее значение	12,94	-	-
	Коэффициент вариации	1,537	-	-
	Интервал изменения	0,025-52,54	-	-
Ю-0-1				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	4	4	-
	Кол-во определений, шт.	17	17	-
	Среднее значение	212,69	0,23	-
	Коэффициент вариации	2,85	0,41	-
	Интервал изменения	1,21-739,9	0,19-0,26	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	8	8
	Кол-во определений, шт.	-	26	24
	Среднее значение	-	0,22	0,62
	Коэффициент вариации	-	0,17	0,17
	Интервал изменения	-	0,17-0,31	0,45-0,82
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
Ю-0-2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	2	2	-
	Кол-во определений, шт.	7	7	-
	Среднее значение	50,14	0,24	-
	Коэффициент вариации	1,71	0,29	-
	Интервал изменения	3,44-75,22	0,21-0,27	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	11	11
	Кол-во определений, шт.	-	36	31
	Среднее значение	-	0,20	0,58
	Коэффициент вариации	-	0,14	0,32
	Интервал изменения	-	0,15-0,28	0,40-0,81
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-
	Кол-во определений, шт.	2	-	-
	Среднее значение	2,2	-	-

Продолжение таблицы 2.2.5

	Коэффициент вариации	0	-	-
	Интервал изменения	2,2-2,2	-	-
Ю-0-3				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	12	11
	Кол-во определений, шт.	-	25	24
	Среднее значение	-	0,18	0,53
	Коэффициент вариации	-	0,16	0,26
	Интервал изменения	-	0,15-0,22	0,38-0,67
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
Ю-0-4				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	5	5
	Кол-во определений, шт.	-	5	5
	Среднее значение	-	0,19	0,48
	Коэффициент вариации	-	0,15	0,26
	Интервал изменения	-	0,18-0,20	0,40-0,60
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-
	Кол-во определений, шт.	1	-	-
	Среднее значение	17,6	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
Ю-1-А				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	3	3	-
	Кол-во определений, шт.	12	12	-
	Среднее значение	293,07	0,23	-
	Коэффициент вариации	1,77	0,40	-
	Интервал изменения	13,98-953,2	0,21-0,24	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	12	12
	Кол-во определений, шт.	-	51	48
	Среднее значение	-	0,19	0,54
	Коэффициент вариации	-	0,15	0,26
	Интервал изменения	-	0,15-0,24	0,40-0,77
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2	-	-
	Кол-во определений, шт.	3	-	-
	Среднее значение	0,95	-	-
	Коэффициент вариации	0,795	-	-
	Интервал изменения	0,0005-1,85	-	-
Ю-1-Б				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	-
	Кол-во определений, шт.	6	6	-
	Среднее значение	46,49	0,23	-
	Коэффициент вариации	1,29	0,51	-
	Интервал изменения	3,11-133,1	0,21-0,24	-

Продолжение таблицы 2.2.5

Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	7	7
	Кол-во определений, шт.	-	16	15
	Среднее значение	-	0,18	0,48
	Коэффициент вариации	-	0,16	0,26
	Интервал изменения	-	0,16-0,21	0,41-0,60
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2		
	Кол-во определений, шт.	2	-	-
	Среднее значение	277,7	-	-
	Коэффициент вариации	1,0	-	-
	Интервал изменения	0,04-555,3	-	-
Ю-П				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	2	2	-
	Кол-во определений, шт.	17	17	-
	Среднее значение	698,92	0,22	-
	Коэффициент вариации	2,98	0,36	-
	Интервал изменения	3,95-4086	0,16-0,26	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	6	6
	Кол-во определений, шт.	-	15	16
	Среднее значение	-	0,18	0,66
	Коэффициент вариации	-	0,16	0,16
	Интервал изменения	-	0,15-0,22	0,42-0,92
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	3	-	-
	Кол-во определений, шт.	4	-	-
	Среднее значение	11,67	-	-
	Коэффициент вариации	0,61	-	-
	Интервал изменения	0,01-20,79	-	-

Горизонт М-II

По лабораторным исследованиям керна пористость определена по 31 определению в 6 скважинах и имеет интервал от 0,11 до 0,24 д.ед., в среднем составляя 0,19 д.ед. Коэффициент вариации - 0,39.

Проницаемость определена по 31 определению в 6 скважинах и имеет интервал от 1,37 до 942,7 мД в среднем составляя 191,91 мД. Коэффициент вариации - 1,72.

По геофизическим исследованиям коэффициент пористости определен по 46 определениям в 12 скважинах и изменяется от 0,13 до 0,23 д.ед., в среднем составляя 0,18 д.ед., коэффициент вариации - 0,15.

Нефтенасыщенность изучена по 42 определениям в 12 скважинах и колеблется в интервале от 0,40-0,79 д.ед., в среднем составляя 0,60 д.ед. Коэффициент вариации равен 0,22.

Горизонт Ю-0-1

По лабораторным исследованиям керна пористость определена по 17 определениям в 4 скважинах и имеет интервал от 0,19 до 0,26 д.ед., в среднем составляя 0,23 д.ед. Коэффициент вариации-0,41.

Проницаемость определена по 17 определениям в 4 скважинах и имеет интервал от 1,21 до 739,9 мД, в среднем составляя 212,69 мД. Коэффициент вариации - 2,85.

По геофизическим исследованиям коэффициент пористости определен по 26 определениям в 8 скважинах и изменяется от 0,17 до 0,31 д.ед., в среднем составляя 0,22 д.ед., коэффициент вариации - 0,17.

Нефтенасыщенность изучена по 24 определениям в 8 скважинах и колеблется в интервале от 0,45-0,82 д.ед., в среднем составляя 0,62 д.ед. Коэффициент вариации равен 0,17.

Горизонт Ю-0-2

По лабораторным исследованиям керн пористость определена по 7 определениям в 2 скважинах и имеет интервал от 0,21 до 0,27 д.ед., в среднем составляя 0,24 д.ед. Коэффициент вариации - 0,29.

Проницаемость определена по 7 определениям в 2 скважинах и имеет интервал от 3,44 до 75,22 мД, в среднем составляя 50,14 мД. Коэффициент вариации - 1,71.

По геофизическим исследованиям коэффициент пористости определен по 36 определениям в 11 скважинах и изменяется от 0,15 до 0,28 д.ед., в среднем составляя 0,20 д.ед., коэффициент вариации - 0,14.

Нефтенасыщенность изучена по 31 определению в 11 скважинах и колеблется в интервале от 0,40-0,81 д.ед., в среднем составляя 0,58 д.ед. Коэффициент вариации равен 0,32.

Горизонт Ю-0-3

По геофизическим исследованиям коэффициент пористости определен по 25 определениям в 12 скважинах и изменяется от 0,15 до 0,22 д.ед., в среднем составляя 0,18 д.ед., коэффициент вариации - 0,16.

Нефтенасыщенность изучена по 24 определениям в 11 скважинах и колеблется в интервале от 0,38-0,67 д.ед., в среднем составляя 0,53 д.ед. Коэффициент вариации равен 0,26.

Горизонт Ю-0-4

По геофизическим исследованиям коэффициент пористости определен по 5 определениям в 5 скважинах и изменяется от 0,18 до 0,20 д.ед., в среднем составляя 0,19 д.ед., коэффициент вариации - 0,15.

Нефтенасыщенность изучена по 5 определениям в 5 скважинах и колеблется в интервале от 0,40-0,60 д.ед., в среднем составляя 0,48 д.ед. Коэффициент вариации равен 0,26.

Горизонт Ю-I-A

По лабораторным исследованиям керн пористость определена по 12 определениям в 3 скважинах и имеет интервал от 0,21 до 0,24 д.ед., в среднем составляя 0,23 д.ед. Коэффициент вариации - 0,40.

Проницаемость определена по 12 определениям в 3 скважинах и имеет интервал от 13,98 до 953,2 мД, в среднем составляя 293,07 мД. Коэффициент вариации - 1,77.

По геофизическим исследованиям коэффициент пористости определен по 51 определению в 12 скважинах и изменяется от 0,15 до 0,24 д.ед., в среднем составляя 0,19 д.ед., коэффициент вариации - 0,15.

Нефтенасыщенность изучена по 48 определениям в 12 скважинах и колеблется в интервале от 0,40-0,77 д.ед., в среднем составляя 0,54 д.ед. Коэффициент вариации равен 0,26.

Горизонт Ю-I-Б

По лабораторным исследованиям керн пористость определена по 6 определениям в 1 скважине и имеет интервал от 0,21 до 0,24 д.ед., в среднем составляя 0,23 д.ед. Коэффициент вариации - 0,51.

Проницаемость определена по 6 определениям в 1 скважине и имеет интервал от 3,11 до 133,1 мД, в среднем составляя 46,49 мД. Коэффициент вариации - 1,29.

По геофизическим исследованиям коэффициент пористости определен по 16 определениям в 7 скважинах и изменяется от 0,16 до 0,21 д.ед., в среднем составляя 0,18 д.ед., коэффициент вариации - 0,16.

Нефтенасыщенность изучена по 15 определениям в 7 скважинах и колеблется в интервале от 0,41-0,60 д.ед., в среднем составляя 0,48 д.ед. Коэффициент вариации равен 0,26.

Горизонт Ю-II

По лабораторным исследованиям керн пористость определена по 17 определениям в 2 скважинах и имеет интервал от 0,16 до 0,26 д.ед., в среднем составляя 0,22 д.ед. Коэффициент вариации - 0,36.

Проницаемость определена по 17 определениям в 2 скважинах и имеет интервал от 3,95 до 4086 мД, в среднем составляя 698,92 мД. Коэффициент вариации - 2,98.

По геофизическим исследованиям коэффициент пористости определен по 15 определениям в 6 скважинах и изменяется от 0,15 до 0,22 д.ед., в среднем составляя 0,18 д.ед., коэффициент вариации - 0,16.

Нефтенасыщенность изучена по 16 определениям в 6 скважинах и колеблется в интервале от 0,42-0,92 д.ед., в среднем составляя 0,66 д.ед. Коэффициент вариации равен - 0,16.

Таблица 2.2.6 – Сравнение статистических рядов распределения проницаемости горизонтов (объектов разработки)

Блок, горизонт	По данным лабораторного изучения керна	
	Интервалы изменения, мД	Число случаев
М-II	1-10	5
	10-100	8
	100-1000	18
	1000-10000	0
	Всего	31
Ю-0-1	1-10	2
	10-100	6
	100-1000	9
	1000-10000	0
	Всего	17
Ю-0-2	1-10	1
	10-100	6
	100-1000	0
	1000-10000	0
	Всего	7
Ю-I-A	1-10	0
	10-100	2
	100-1000	10
	1000-10000	0
	Всего	12
Ю-I-B	1-10	1
	10-100	4
	100-1000	1
	1000-10000	0
	Всего	6
Ю-II	1-10	10
	10-100	1
	100-1000	3
	1000-10000	3
	Всего	17

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

Исследования физико-химических характеристик глубинных, поверхностных проб нефти и анализы газа проводились в физико-химических лабораториях АО «НИПИнефтегаз» и компании «Стратум КЭР».

После даты составления отчёта ПЗ-2022г по состоянию изученности на 02.01.2022г. на месторождении Хаиркелды Юго-Западный дополнительно была исследована 1 проба дегазированной нефти из горизонта Ю-0-1 акшабулакской свиты верхней юры.

2.3.1 Свойства и состав нефти в пластовых условиях

Для изучения флюидальной системы месторождения Хаиркелды Юго-Западный отобраны 16 глубинных проб пластовой нефти по 4 скважинам ХЮЗ-1, ХЮЗ-3, ХЮЗ-7, ХЮЗ-9 горизонтов М-II, Ю-0, Ю-I, Ю-II отдельно по блокам I, III и II.

Горизонт М-II

Физико-химические свойства пластовой нефти горизонта М-II оценены по результатам исследований 5-и проб из скважины ХЮЗ-1 (блок I^{II}) от 26.03.2015г и 01.04.2018г. Значение газосодержания в среднем составляет 139,61 м³/т, давления насыщения – 10,69 МПа, объёмного коэффициента – 1,401 д.ед., плотности пластовой нефти – 0,667 г/см³, динамической вязкости пластовой нефти – 0,70 мПа*с.

Значения параметров пластовой нефти за 3 года претерпели некоторое изменение в сторону снижения газосодержания, по этой причине данные за 2018г не будут учитываться для определения подсчётных параметров. В качестве подсчётных остаются усреднённые начальные значения параметров по скважине ХЮЗ-1 от 26.03.2015г. Значение газосодержания – 177,98 м³/т, давления насыщения – 15,35 МПа, объёмного коэффициента – 1,522 д.ед., пересчётный коэффициент – 0,657 д.ед., плотности пластовой нефти – 0,630 г/см³, динамической вязкости пластовой нефти – 0,44 мПа*с.

Горизонт Ю-0

Данный горизонт представлен результатами исследований единичной пробы из скважины ХЮЗ-1 (блок I^{II}) залежей Ю-0-2+Ю-0-3 от 19.02.2015г. Значение газосодержания составляет 117,80 м³/т, давления насыщения – 11,08 МПа, объёмного коэффициента – 1,443 д.ед., пересчётного коэффициента – 0,693 д.ед., плотности пластовой нефти – 0,705 г/см³, динамической вязкости пластовой нефти – 0,68 мПа*с.

Горизонт Ю-I

Физико-химические свойства пластовой нефти горизонта Ю-I оценены по результатам исследований 3-х глубинных проб из скважины ХЮЗ-1 (блок I^{II}) от 19.02.2015г и скважины ХЮЗ-7 (блок I^I) от 08.09.2017г. Значение газосодержания в среднем составляет 152,86 м³/т, давления насыщения – 9,79 МПа, объёмного коэффициента – 1,463 д.ед., пересчётного коэффициента – 0,683 д.ед., плотности пластовой нефти – 0,687 г/см³, динамической вязкости пластовой нефти – 0,58 мПа*с.

Горизонт Ю-II

Физико-химические свойства пластовой нефти горизонта Ю-II оценены по результатам исследований 3-х глубинных проб из скважины ХЮЗ-9 (блок II) от 25.12.2017г. Значение газосодержания в среднем составляет 73,56 м³/т, давления насыщения – 8,79 МПа, объёмного

коэффициента – 1,254 д.ед., пересчётного коэффициента – 0,797 д.ед., плотности пластовой нефти – 0,726 г/см³, динамической вязкости пластовой нефти – 0,21 мПа*с.

В таблицах 2.3.1-2.3.4 приведены количество исследований, диапазоны изменения и средние значения параметров пластовой нефти по горизонтам и блокам.

Таблица 2.3.1 – Месторождение Хаиркелды Юго-Западный. Средние значения параметров пластовой нефти. Горизонт М-II (блок I^{II})

Наименование параметров	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
Горизонт М-II (блок I ^{II})				
Давление насыщения, МПа	1	5	5,93-15,48	10,69
Газосодержание, м³/т	1	5	99,59-181,29	139,61
Объемный коэфф-т станд. сепарации, д.ед.	1	5	1,267-1,529	1,401
Плотность пластовой нефти, г/см³	1	5	0,629-0,728	0,677
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	5	0,41-1,01	0,70

Таблица 2.3.2 – Месторождение Хаиркелды Юго-Западный. Средние значения параметров пластовой нефти. Горизонт Ю-0 (блок I^{II})

Наименование параметров	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
Горизонт Ю-0 (блок I ^{II})				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	11,08
Газосодержание, м³/т	1	1	-	117,80
Объемный коэфф-т станд. сепарации, д.ед.	1	1	-	1,443
Плотность пластовой нефти, г/см³	1	1	-	0,705
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	1	-	0,68

Таблица 2.3.3 – Месторождение Хаиркелды Юго-Западный. Средние значения параметров пластовой нефти. Горизонт Ю-1 (блоки I^I, III^{III})

Наименование параметров	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
Горизонт Ю-1 (блоки I ^I , III ^{III})				
Давление насыщения, МПа	2	3	6,47-13,02	9,79
Газосодержание, м³/т	2	3	113,00-187,11	152,86
Объемный коэфф-т станд. сепарации, д.ед.	2	3	1,320-1,588	1,463
Плотность пластовой нефти, г/см³	2	3	0,670-0,706	0,687
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	2	3	0,51-0,65	0,58

Таблица 2.3.4 – Месторождение Хаиркелды Юго-Западный. Средние значения параметров пластовой нефти. Горизонт Ю-П (блок П)

Наименование параметров	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
Горизонт Ю-П (блок П)				
Давление насыщения, МПа	1	3	7,00-9,75	8,79
Газосодержание, м³/т	1	3	67,06-77,14	73,56
Объемный коэфф-т станд. сепарации, д.ед.	1	3	1,231-1,266	1,254
Плотность пластовой нефти, г/см³	1	3	0,722-0,735	0,726
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	3	0,19-0,23	0,21

2.3.2 Свойства и состав нефти в поверхностных условиях

После даты составления отчёта ПЗ-2022г. на месторождении Хаиркелды Юго-Западный дополнительно была исследована 1 проба дегазированной нефти из скважины ХЮЗ-14 горизонта Ю-0-1. Физико-химические свойства дегазированной нефти месторождения представлены результатами исследований 20 проб.

В таблицах 2.3.5-2.3.11 представлены количество исследований, диапазоны изменения параметров и средние значения параметров дегазированной нефти.

Горизонт М-П. По горизонту М-П исследованы 2 поверхностные пробы нефти из скважины ХЮЗ-1 (блок I^П). Плотность дегазированной нефти при температуре 20 °С составляет в среднем 0,803 г/см³, кинематическая вязкость нефти при 20 °С – 5,20 мм²/с, при 50 °С – 2,71 мм²/с. Содержание общей серы составляет 0,10 % масс., парафина – 8,85 % масс., асфальто-смолистых веществ – 10,06 % масс. Температура застывания нефти составляет в среднем по горизонту 14 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 200 °С составляет 41 %, до температуры 300 °С – 8 %.

Горизонт Ю-0. Физико-химические свойства дегазированной нефти рассматриваются отдельно по блокам I+III и II. По горизонту Ю-0 исследованы 5 поверхностных проб нефти из скважин ХЮЗ-1 (залежь Ю-0-1, блок I^П), ХЮЗ-7 (залежь Ю-0-3, блок I^П), ХЮЗ-10 (залежь Ю-0-4, блок I^П) и ХЮЗ-5 (залежь Ю-0-3, блок II).

Горизонт Ю-0, блоки I+III. Плотность дегазированной нефти при температуре 20 °С составляет в среднем 0,834 г/см³, кинематическая вязкость нефти при 20 °С – 23,99 мм²/с, при 50 °С – 5,32 мм²/с. Содержание общей серы составляет 0,13 % масс., парафина – 15,35 % масс., асфальто-смолистых веществ – 12,06 % масс. Температура застывания нефти составляет в среднем по горизонту 19 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 200 °С составляет 30 %, до температуры 300 °С – 52%.

Горизонт Ю-0, блок II. Плотность дегазированной нефти при температуре 20 °С составляет 0,784 г/см³, кинематическая вязкость нефти при 20 °С – 2,55 мм²/с, при 50 °С – 1,63

мм²/с. Содержание общей серы составляет 0,07 % масс., парафина – 3,9 % масс., асфальто-смолистых веществ – 8,30 % масс. Температура застывания нефти составляет минус 15 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 200 °С составляет 52 %, до температуры 300 °С – 71 %.

Горизонт Ю-I. Физико-химические свойства дегазированной нефти горизонта Ю-I оценены по результатам исследований 6 поверхностных проб нефти из скважин ХЮЗ-1 (залежь Ю-I-A, блок I^{II}), ХЮЗ-3 (залежь Ю-I-B, блок III^{III}), ХЮЗ-7 (залежь Ю-I-B, блок I^I), и ХЮЗ-9 (залежь Ю-I-B, блок II).

Горизонт Ю-I, блоки I+III. Плотность дегазированной нефти при температуре 20 °С составляет в среднем 0,7948 г/см³, кинематическая вязкость нефти при 20 °С – 4,16 мм²/с, при 50 °С – 2,17 мм²/с. Содержание общей серы составляет 0,09 % масс., парафина – 8,90 % масс., асфальто-смолистых веществ – 8,76 % масс. Температура застывания нефти составляет в среднем по горизонту 7 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 200 °С составляет 46 %, до температуры 300 °С – 65 %.

Горизонт Ю-I, блок II. Плотность дегазированной нефти при температуре 20 °С составляет 0,850 г/см³, кинематическая вязкость нефти при 30 °С – 22,28 мм²/с, при 50 °С – 8,14 мм²/с. Содержание общей серы составляет 0,18 % масс., парафина – 17,40 % масс., асфальто-смолистых веществ – 9,30 % масс. Температура застывания нефти составляет 24 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 200 °С составляет 17 %, до температуры 300 °С – 36 %.

Горизонт Ю-II. Физико-химические свойства дегазированной нефти горизонта Ю-II оценены по результатам исследований 3-х проб дегазированной нефти из скважин ХЮЗ-1 (блок I^{II}), ХЮЗ-12 (блок I^I) и ХЮЗ-9 (блок II).

Горизонт Ю- II, блок I. Плотность дегазированной нефти при температуре 20 °С составляет в среднем 0,855 г/см³, кинематическая вязкость нефти при 40 °С – 19,30 мм²/с, при 50 °С – 12,72 мм²/с. Содержание общей серы составляет 0,18 % масс., парафина – 18,86 % масс., асфальто-смолистых веществ – 14,37 % масс. Температура застывания нефти составляет 27 °С.

Горизонт Ю- II, блок II. Плотность дегазированной нефти при температуре 20 °С составляет 0,803 г/см³, кинематическая вязкость нефти при 30 °С – 8,75 мм²/с, при 50 °С – 4,82 мм²/с. Содержание общей серы составляет 0,18 % масс., парафина – 17,40 % масс., асфальто-смолистых веществ – 9,30 % масс. Температура застывания нефти составляет 21 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 200 °С составляет 25 %, до температуры 300 °С – 45 %.

Таблица 2.3.5 - Средние значения параметров дегазированной нефти. Горизонт М-II (блок III).

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения параметров	Среднее значение
	скв.	проб		
Горизонт М-II (блок I ^{II})				
Плотность при 20 °С, г/см ³	1	2	0,801-0,804	0,803
Вязкость кинематическая, мм ² /с				
при 20 °С	1	2	5,37-5,03	5,20
при 30 °С	1	2	3,91-4,08	4,00
при 40 °С	1	2	3,19-3,22	3,20
при 50 °С	1	2	2,70-2,73	2,71
Температура застывания, °С	1	2	12-15	14
Содержание общей серы, % масс.	1	2	0,096-0,105	0,10
Содержание АСВ, % масс.	1	2	8,31-11,80	10,06
Содержание парафинов, % масс.	1	2	7,70-10,00	8,85
Выход фракций до 300 °С, % об.	1	2	58-59	58

Таблица 2.3.6 - Средние значения параметров дегазированной нефти. Горизонт Ю-0 (блок I)

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения параметров	Среднее значение
	скв.	проб		
Горизонт Ю-0 (блок I)				
Плотность при 20 °С, г/см³	3	4	0,827-0,853	0,834
Вязкость кинематическая, мм²/с				
при 20 °С	2	3	13,73-38,60	21,91
при 30 °С	3	4	5,58-39,05	15,66
при 40 °С	3	4	3,95-15,09	7,90
при 50 °С	3	4	3,16-8,69	5,28
Температура застывания, °С	3	4	15-25	19,2
Содержание общей серы, % масс.	3	4	0,08-0,19	0,13
Содержание АСВ, % масс.	3	4	7,60-16,00	7,28
Содержание парафинов, % масс.	3	4	10,50-24,90	13,1
Выход фракций до 300 °С, % об.	3	4	51-54	52,0

Таблица 2.3.7 - Средние значения параметров дегазированной нефти. Горизонт Ю-0 (блок II)

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения параметров	Среднее значение
	скв.	проб		
Горизонт Ю-0 (блок II)				
Плотность при 20 °С, г/см³	1	1	-	0,784
Вязкость кинематическая, мм²/с				
при 20 °С	1	1	-	2,55
при 30 °С	1	1	-	2,13
при 40 °С	1	1	-	1,89
при 50 °С	1	1	-	1,63
Температура застывания, °С	1	1	-	-15
Содержание общей серы, % масс.	1	1	-	0,07
Содержание АСВ, % масс.	1	1	-	8,30
Содержание парафинов, % масс.	1	1	-	3,90
Выход фракций до 300 °С, % об.	1	1	-	71

Таблица 2.3.8 - Месторождение Хаиркелды Юго-Западный. Средние значения параметров дегазированной нефти. Горизонт Ю-I (блоки I, III)

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения параметров	Среднее значение
	скв.	проб		
Горизонт Ю-I (блоки I, III)				
Плотность при 20 °С, г/см³	3	5	0,786-0,790	0,795
Вязкость кинематическая, мм²/с				
при 20 °С	3	5	2,35-5,38	4,16
при 30 °С	3	5	1,95-3,72	3,09
при 40 °С	3	5	1,81-3,03	2,59
при 50 °С	3	5	1,54-2,57	2,17
Температура застывания, °С	3	5	(-12)-15	7
Содержание общей серы, % масс.	3	5	0,08-0,12	0,09
Содержание АСВ, % масс.	3	5	4,20-11,60	8,76
Содержание парафинов, % масс.	3	5	4,60-13,50	8,90
Выход фракций до 300 °С, % об.	3	5	62-71	65

Таблица 2.3.9 - Средние значения параметров дегазированной нефти. Горизонт Ю-I (блок II)

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения параметров	Среднее значение
	скв.	проб		
Горизонт Ю-I (блок II)				
Плотность при 20 °С, г/см ³	1	1	-	0,850
Вязкость кинематическая, мм²/с				
при 30 °С	1	1	-	22,28
при 40 °С	1	1	-	13,11
при 50 °С	1	1	-	8,14
Температура застывания, °С	1	1	-	24
Содержание общей серы, % масс.	1	1	-	0,18
Содержание АСВ, % масс.	1	1	-	9,30
Содержание парафинов, % масс.	1	1	-	17,40
Выход фракций до 300 °С, % об.	1	1	-	36

Таблица 2.3.10 - Месторождение Хаиркелды Юго-Западный. Средние значения параметров дегазированной нефти. Горизонт Ю-II (блок I).

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения параметров	Среднее значение
	скв.	проб		
Горизонт Ю-II (блок I)				
Плотность при 20 °С, г/см ³	2	2	0,854-0,855	0,855
Вязкость кинематическая, мм ² /с				
при 40 °С	2	2	17,33-21,28	19,30
при 50 °С	2	2	11,60-13,87	12,72
Температура застывания, °С	2	2	-	27
Содержание общей серы, % масс.	2	2	0,17-0,19	0,18
Содержание АСВ, % масс.	2	2	9,44-19,30	14,37
Содержание парафинов, % масс.	2	2	17,93-19,80	18,86
Выход фракций до 300 °С, % об.	1	1	-	32

Таблица 2.3.11 - Средние значения параметров дегазированной нефти. Горизонт Ю-II (блок II)

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения параметров	Среднее значение
	скв.	проб		
Горизонт Ю-II (блок II)				
Плотность при 20 °С, г/см ³	1	1	-	0,803
Вязкость кинематическая, мм ² /с				
при 30 °С	1	1	-	8,75
при 40 °С	1	1	-	6,30
при 50 °С	1	1	-	4,82
Температура застывания, °С	1	1	-	21
Содержание общей серы, % масс.	1	1	-	0,16
Содержание АСВ, % масс.	1	1	-	9,3
Содержание парафинов, % масс.	1	1	-	19,9
Выход фракций до 300 °С, % об.	1	1	-	45

Нефть месторождения Хаиркелды Юго-Западный, в большей степени, является особо лёгкой, малосернистой, смолистой, высокопарафинистой, застывающей при положительных температурах, и с высоким выходом светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С.

Необходимо отметить, что есть ряд единичных исследований, по таким горизонтам как Ю-I (блок II), Ю-II (блок I), свидетельствующих о том, что данная нефть по плотности является средней и более вязкой.

2.3.3 Компонентный состав газа

Компонентный состав растворённого газа месторождения Хаиркелды Юго-Западный изучен по результатам исследований 17 проб газа, полученных в результате однократного разгазирования проб пластовой нефти из горизонтов М-II, Ю-0-2+Ю-0-3, Ю-I-A, Ю-I-B, Ю-II.

Горизонт М-II. Компонентный состав растворённого газа изучен по результатам исследований 5 проб газа из скважины ХЮЗ-1, (блок I^{II}) от 26.03.2015 г. и 01.04.2018 г.

Содержание метана в среднем по горизонту составляет 56,38 % мольн., этана – 9,86 % мольн., пропана – 12,79 % мольн., бутанов – 11,47 % мольн., C₅₊ – 6,00 % мольн. Содержание углеводородных компонентов: углекислого газа – 0,39 % мольн., азота – 3,11 % мольн. Плотность газа при 20 °С составляет 1,258 кг/м³.

Горизонт Ю-0. Компонентный состав растворённого газа изучен по результатам исследований единичной пробы из скважины ХЮЗ-1 залежей Ю-0-2+Ю-0-3, блок I^{II}.

Содержание метана составляет 68,84 % мольн., этана – 12,41 % мольн., пропана – 9,23 % мольн., бутанов – 5,01 % мольн., C₅₊ – 2,79 % мольн. Содержание углеводородных компонентов: углекислого газа – 0,06 % мольн., азота – 1,67 % мольн. Плотность газа при 20 °С составляет 1,022 кг/м³.

Горизонт Ю-I. Компонентный состав растворённого газа изучен по результатам исследований 7-и проб растворённого газа из скважин ХЮЗ-1 (залежь Ю-I-A, блок I^{II}), ХЮЗ-

3 (залежь Ю-I-A, блок III^{III}), ХЮЗ-7 (залежь Ю-I-B, блок I^I), и из скважины ХЮЗ-3 (залежь Ю-I-B, блок II^{III}). Содержание метана в среднем по горизонту составляет 50,19 % мольн., этана – 13,87 % мольн., пропана – 15,94 % мольн., бутанов – 11,77 % мольн., C₅₊ – 6,21 % мольн. Содержание углеводородных компонентов: углекислого газа – 0,14 % мольн., азота – 2,13 % мольн. Плотность газа при 20 °С составляет 1,311 кг/м³.

Горизонт Ю-II. Компонентный состав растворённого газа изучен по результатам исследований 3-х проб газа из скважины ХЮЗ-9, (блок II).

Содержание метана в среднем составляет 52,01 % мольн., этана – 14,03 % мольн., пропана – 14,53 % мольн., бутанов – 10,09 % мольн., C₅₊ – 5,76 % мольн. Содержание углеводородных компонентов: углекислого газа – 0,40 % мольн., азота – 2,50 % мольн. Плотность газа при 20 °С составляет 1,294 кг/м³.

В таблице 2.3.12 приведён компонентный состав растворённого газа по горизонтам и блокам.

Таблица 2.3.12 - Усреднённые величины компонентов состава растворённого газа по горизонтам

Горизонты	М-II	Ю-0	Ю-I	Ю-II
Блоки	I	I	I+III	II
Количество исследований	5	1	7	3
Компонентный состав, % мольн.				
Метан	56,38	68,84	50,19	52,01
Этан	9,86	12,41	13,87	14,03
Пропан	12,79	9,23	15,94	14,53
Изо-бутан	4,40	1,82	4,62	3,35
Н-бутан	7,07	3,19	7,15	6,75
Изо-пентан	2,24	0,89	2,98	2,04
Н-пентан	2,05	0,85	1,93	2,07
Гексан+ высшие	1,71	1,05	1,30	1,64
Азот	3,11	1,67	2,13	2,50
Углекислый газ	0,39	0,06	0,14	0,40
Плотность газа при 20 °С, кг/м ³	1,258	1,022	1,311	1,294

Растворённый газ месторождения Хаиркелды Юго-Западный является «высокожирным» с повышенным содержанием гомологов метана и низким содержанием углеводородных компонентов.

2.3.4 Физические свойства и химический состав подземных вод

После даты составления утвержденного отчета ПЗ-2022г анализы пластовой воды изучены по 9-пробам из продуктивных горизонтов: Ю-0-1 (2 пробы), Ю-0-2 (2 пробы), Ю-0-3 (1 проба), Ю-0-4 (1 проба), Ю-1-A (1 проба), Ю-0-B (2 пробы).

На месторождении Хаиркелды Юго-Западный, изучение свойств и состава пластовых вод проведено по результатам 23 исследований со скважин ХЮЗ-1, ХЮЗ-2, ХЮЗ-4, ХЮЗ-5, ХЮЗ-6, ХЮЗ-8, ХЮЗ-9, ХЮЗ-10, ХЮЗ-14 и ХЮЗ-15. Анализ воды из скважин ХЮЗ-1, ХЮЗ-2 и одна проба из скважины ХЮЗ-9 оказались некондиционными и в расчетах не участвуют.

Все пробы пластовой воды отобраны при опробовании верхнеюрских горизонтов Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4, в разрезе акшабулакской свиты и Ю-I-A, Ю-II кумкольской свиты. На месторождении Хаиркелды Юго-Западный пробы воды из продуктивного горизонта М-II не отбирались. В связи с этим, минерализация пластовых вод горизонта М-II принята по аналогии с соседним месторождением Хаиркелды Южный (скважина ХЮ-13).

Горизонт М-II приурочен к арыкумскому горизонту нижнего неокома (*K_{1nc1ar}*), горизонты Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4 приурочены к акшабулакской свите верхней юры (*J_{3ak}*), горизонты Ю-I-A, и Ю-II приурочены к кумкольской свите верхней юры (*J_{3 km}*).

Пробы, отмеченные в примечании «*» являются отбракованными из-за существенных отклонений (низкая минерализация, высокое содержание сульфатов) и в расчетах не участвуют.

Ниже приводится характеристика пластовых вод продуктивных отложений по горизонтам отдельно.

Горизонт М-II. На месторождении Хаиркелды Юго-Западный пробы воды из продуктивного горизонта М-II не отбирались. Имеются результаты химического состава пластовых вод со скважины ХЮ-13 за 2014г месторождения Хаиркелды Южный, где продуктивный горизонт М-II имеет схожую геолого-геофизическую характеристику отложений. В скважине ХЮ-13 месторождения Хаиркелды Южный проба воды отобрана из интервала 1780,5-1789 м. Минерализация вод составляет 73,4 г/дм³. Плотность составляет 1,051 г/см³. Вода жесткая - 311 мг-экв/дм³, при pH <6,10 вода характеризуется как слабокислая. По классификации В.А. Сулина соответствует хлоридно-кальциевому типу. По результатам химического анализа средние содержания анионов и катионов по пробам следующие (в мг/дм³): натрий+калий – 22163; кальций – 5611,2; магний – 364,8; хлориды – 44313; сульфаты – 826,3; гидрокарбонаты – 144. Микрокомпоненты не изучались.

Горизонт Ю-0-1. Исследован по результатам анализов 4-х проб, отобранных из скважин ХЮ3-6, ХЮ3-8 и ХЮ3-15. Минерализация вод составляет 74,9 г/дм³. Плотность составляет 1,06 г/см³. Вода жесткая - 420,2 мг-экв/дм³, при pH <6,5 вода характеризуется как слабокислая. По классификации В.А. Сулина соответствует хлоридно-кальциевому типу. По результатам химического анализа средние содержания анионов и катионов по пробам следующие (в мг/дм³): натрий+калий – 21024,8; кальций – 4520,8; магний – 2295,7; хлориды – 46471,2; сульфаты – 510,2; гидрокарбонаты – 206,8.

Горизонт Ю-0-2 Исследован по результатам анализов 5-и проб, отобранных из скважин ХЮ3-2, ХЮ3-5, ХЮ3-6 и ХЮ3-15. Проба воды из скважины ХЮ3-2 оказалась некондиционной, в связи с этим отбракована из-за существенных отклонений (низкая минерализация, высокое содержание сульфатов) и в расчетах не участвует.

Минерализация вод составляет 73,8 г/дм³. Плотность составляет 1,05 г/см³. Вода жесткая – 354,5 мг-экв/дм³, при pH <6,3 вода характеризуется как слабокислая. По классификации В.А. Сулина соответствует хлоридно-кальциевому типу. По результатам химического анализа средние содержания анионов и катионов по пробам следующие (в мг/дм³): натрий+калий – 26749; кальций – 5789,6; магний – 790,4; хлориды – 45029,4; сульфаты – 312,9; гидрокарбонаты – 229,3. Из микрокомпонентов определены: железа.-1162,6 мг/дм³, иод.-1,69 мг/дм³, а также присутствуют мех. примеси – 3740,5 мг/дм³.

Горизонт Ю-0-3 Исследован по результатам анализов 4-х проб, отобранных из скважин ХЮЗ-5, ХЮЗ-8, ХЮЗ-9 и ХЮЗ-15.

Минерализация вод составляет 78,9 г/дм³. Плотность составляет 1,06 г/см³. Вода жесткая - 503,1 мг-экв/дм³, при pH<5,6 вода характеризуется как слабокислая. По классификации В.А. Сулина соответствует хлоридно-кальциевому типу. По результатам химического анализа средние содержания анионов и катионов по пробам следующие (в мг/дм³): натрий+калий – 20819,3; кальций – 6753,5; магний – 1988,6; хлориды – 48822,1; сульфаты – 390,7; гидрокарбонаты – 199,3. Из микрокомпонентов определены: железа.- 212,6 мг/дм³, йода.- 2,38 мг/дм³, а также присутствуют мех. примеси – 5375,2 мг/дм³.

Горизонт Ю-0-4 представлен двумя пробами из скважин ХЮЗ-1, ХЮЗ-10 и ХЮЗ-15. Проба воды из скважины ХЮЗ-1 оказалась некондиционной, в связи с этим отбракована из-за существенных отклонений (низкая минерализация, высокое содержание сульфатов и др.), в расчетах не участвует.

Минерализация вод составляет 79,0 г/дм³. Плотность составляет 1,06 г/см³. Вода жесткая - 444,3 мг-экв/дм³, при pH<5,6 вода характеризуется как слабокислая. По классификации В.А. Сулина соответствует хлоридно-кальциевому типу. По результатам химического анализа средние содержания анионов и катионов по пробам следующие (в мг/дм³): натрий+калий – 22080,2; кальций – 6194,5; магний – 1644,9; хлориды – 48632,5; сульфаты – 225,8; гидрокарбонаты – 201. Из микрокомпонентов присутствуют: железа.- 26,63 мг/дм³, йода.- 0,10 мг/дм³, а также мех. примесей – 0,25 мг/дм³.

Горизонт Ю-I-A. Исследован по результатам анализов 3-х проб, отобранных из скважин ХЮЗ-5, ХЮЗ-8, ХЮЗ-9 и ХЮЗ-14. Проба воды из скважины ХЮЗ-9 оказалась некондиционной, в связи с этим отбракована из-за существенных отклонений (низкая минерализация, высокое содержание сульфатов), в расчетах не участвует.

Минерализация вод составляет 86,6 г/дм³. Плотность составляет 1,063 г/см³. Вода жесткая - 413,8 мг-экв/дм³, при pH <5,8 вода характеризуется как кислая. По классификации В.А. Сулина соответствует хлоридно-кальциевому типу. По результатам химического анализа средние содержания анионов и катионов по пробам следующие (в мг/дм³): натрий+калий –

25721; кальций – 6576,3; магний – 1033,3; хлориды – 52856,5; сульфаты – 284,5; гидрокарбонаты – 222,9,5. Из микрокомпонентов определены: железо.- 512,3 мг/дм³, йод.- 7,19 мг/дм³, а также присутствуют мех. примеси – 1431,9 мг/дм³.

Горизонт Ю-I-Б. Исследован по результатам анализов 1 пробы, отобранной из скважины ХЮЗ-15.

Минерализация воды составляет 75,4 г/дм³. Плотность составляет 1,065 г/см³. Вода жесткая - 431,4 мг-экв/дм³, при pH <6,2 вода характеризуется как кислая. По классификации В.А. Сулина соответствует хлоридно-кальциевому типу. По результатам химического анализа среднее содержание анионов и катионов по пробе следующее (в мг/дм³): натрий+калий – 20464,6; кальций – 6860,2; магний – 1083,4; хлориды – 46547,1; сульфаты – 162,7; гидрокарбонаты – 239,2. Из микрокомпонентов определены: железо.- 512,3 мг/дм³, йод.-7,19 мг/дм³, а также присутствуют мех. примеси – 1431,9 мг/дм³.

Горизонт Ю-II. Исследован по результатам анализов 2-х проб, отобранных из скважин ХЮЗ-4 и ХЮЗ-5. Минерализация вод составляет 77,9 г/дм³. Плотность составляет 1,055 г/см³. Вода жесткая - 426,2 мг-экв/дм³, при pH <5 вода характеризуется как кислая. По классификации В.А. Сулина соответствует хлоридно-кальциевому типу. По результатам химического анализа средние содержания анионов и катионов по пробам следующие (в мг/дм³): натрий+калий – 22455,6; кальций – 7815,6; магний – 851,2; хлориды – 46582,7; сульфаты – 538,3; гидрокарбонаты – 188,2. Из микрокомпонентов определены: железа.-4633,8 мг/дм³, йода.- 0,59 мг/дм³, а также присутствуют мех. примеси – 1287,5 мг/дм³.

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

При изучении физико-литологической характеристики продуктивных отложений месторождения были использованы полевое описание и лабораторные исследования керна.

На месторождении Хаиркелды Юго-Западный отобрано 189,6 м керна (вынос керна от проходки составляет 91,6 %) из 9 скважин, в том числе из 2-х поисковых (скв. ХЮЗ-1, ХЮЗ-2), из 4-х разведочных (скв. ХЮЗ-3, ХЮЗ-4, ХЮЗ-5, ХЮЗ-9) и из 3-х опережающе-добывающих (скв. ХЮЗ-6, ХЮЗ-7, ХЮЗ-8). ФЕС пород изучены по 144 образцам.

На дату составления настоящего проекта выполнены новые специальные исследования керна в трех старых скважинах №3, №8, №9.

В разделе рассмотрены физико-гидродинамические характеристики коллекторов, отражающие подвижность флюидов и используемые при оценке КИН. Основными параметрами являются: смачиваемость, кривые капиллярного давления, относительные фазовые проницаемости для нефти и вытесняющего флюида.

Виды анализов специальных исследований, проведенных на керне представлены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 – Виды специальных исследований, проведенных на керне

Виды исследований	Количество образцов	№№ скв.
ККД методом полупроницаемой мембраны	15	3,8,9
ОФП в системе нефть-вода, Квыт нефти водой	9	3,8,9
ККД методом центрифугирования	10	3,8,9
Смачиваемость	9	3,8,9
Ртутная порометрия	15	3,8,9
Ядерно магнитно резонанс	10	3,8,9
Геохимия	15	3,8,9

Исследования по определению капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны

Лабораторные исследования по определению капиллярного давления методом поровой пластины выполнены на 7 образцах из скважин №3, №8 из горизонта Ю-I-A и на 8 образцах из скважины №9 горизонта Ю-II.

Кривая описывает капиллярное давление, требуемое для получения остаточной водонасыщенности в образцах керна. Как видно из рисунка 2.4.1, кривая водонасыщенности начинает меняться при P_k 22 psi и образцы обладают схожей геометрией и радиусом пор. Остаточная водонасыщенность, достигнутая при максимальном капиллярном давлении 120 psi находится в диапазоне от 0,22 до 0,25 д.ед.

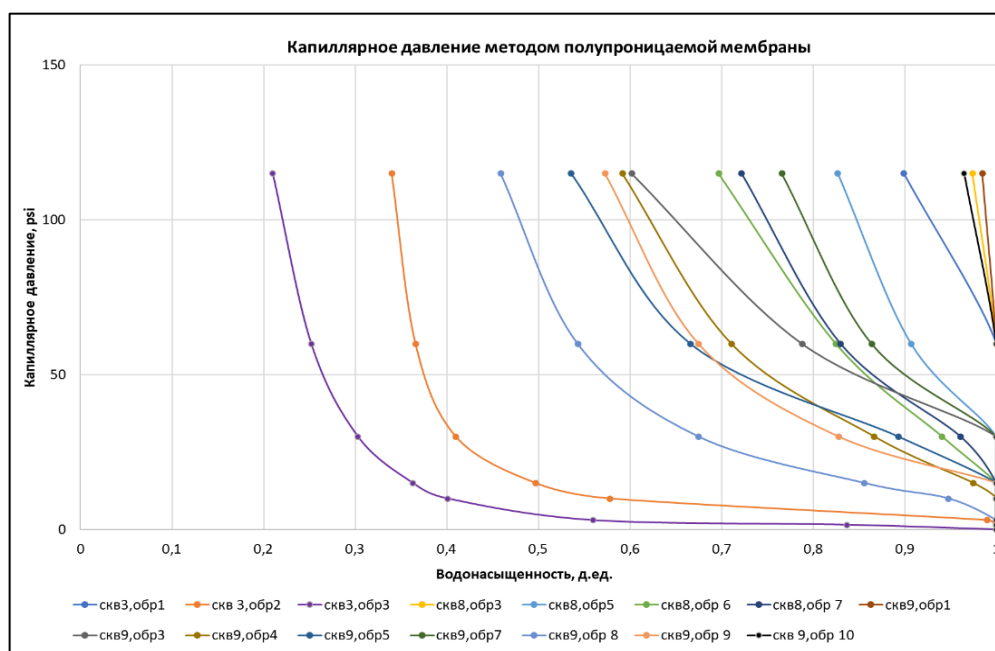


Рис. 2.4.1 – Кривые капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны

Относительная проницаемость в системе нефть-вода методом заводнения

Исследования по определению относительной проницаемости выполнены по образцам пород из скважин №3, №8 из горизонта Ю-I-A, из скважины №9 из горизонта Ю-II.

Результаты по данному виду исследования приведены в таблице 2.4.2 и на рисунках 2.4.2-2.4.4.

Таблица 2.4.2 – Результаты исследования по определению относительной проницаемости

№№ скв.	№№ обр.	Глубина, м	Горизонты	Проницаемость для газа *10 ⁻³ , мкм ²	Пористость, д.ед.	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Котн. воды, %.	Котн. нефти, %.
3	2	1978,44	юра	0,019	0,060	0,899		
	2	1978,64	юра	11,458	0,189	0,340	35,21	38,98
	3	1978,97	юра	186,901	0,231	0,210	22,13	28,10
8	3	1939,44	юра	0,021	0,114	0,974	96,04	3,51
	6	1940,11	юра	0,176	0,154	0,697		
	5	1939,87	юра	0,112	0,139	0,827	75,58	23,01
	7	1940,51	юра	0,206	0,156	0,722	72,17	26,00
9	1	2055,36	юра	0,104	0,048	0,985	98,47	1,30
	3	2056,34	юра	0,158	0,148	0,602		
	4	2056,52	юра	0,596	0,145	0,592	54,08	44,09
	5	2056,87	юра	0,184	0,139	0,536		
	7	2057,24	юра	0,125	0,106	0,766		
	8	2057,39	юра	1,381	0,151	0,459	46,51	50,16
	9	2057,88	юра	0,500	0,128	0,573		
	10	2058,03	юра	0,041	0,090	0,965	80,51	18,03

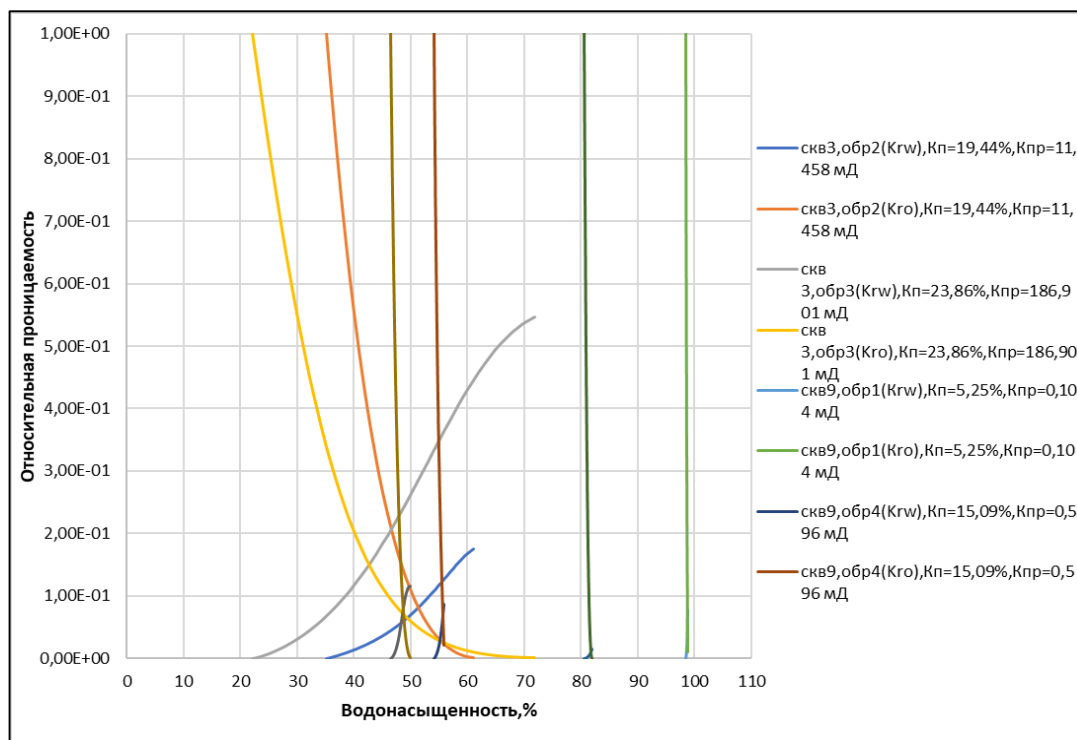


Рис. 2.4.2 - Кривые относительной проницаемости для нефти и воды

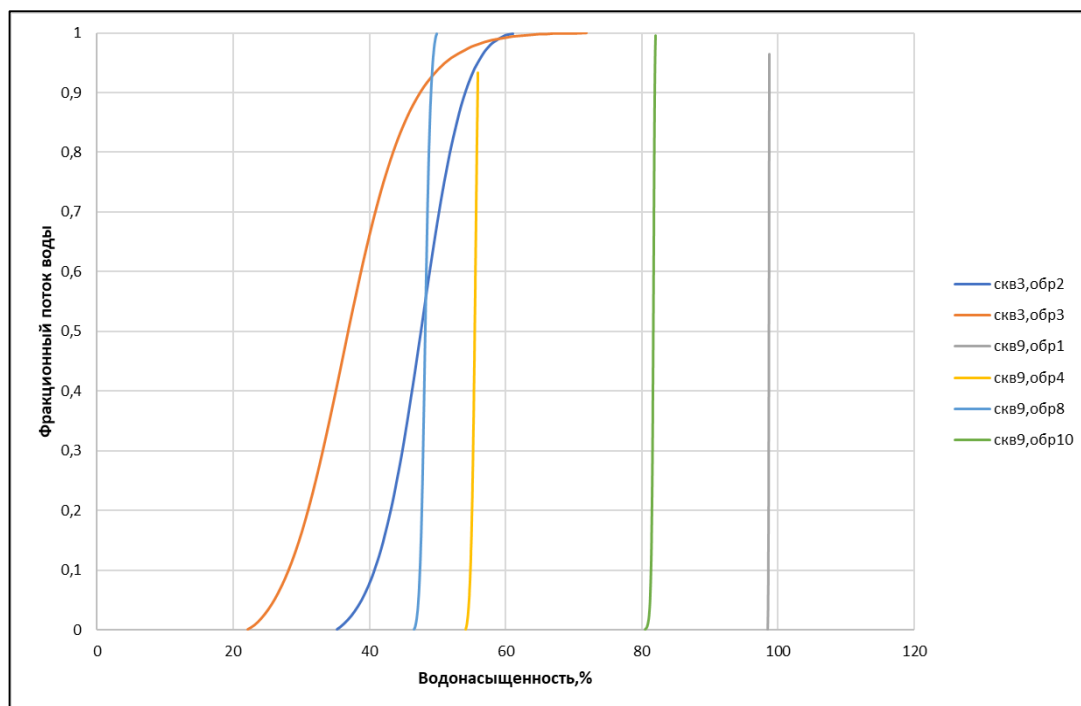


Рис. 2.4.3 – Фракционный поток воды

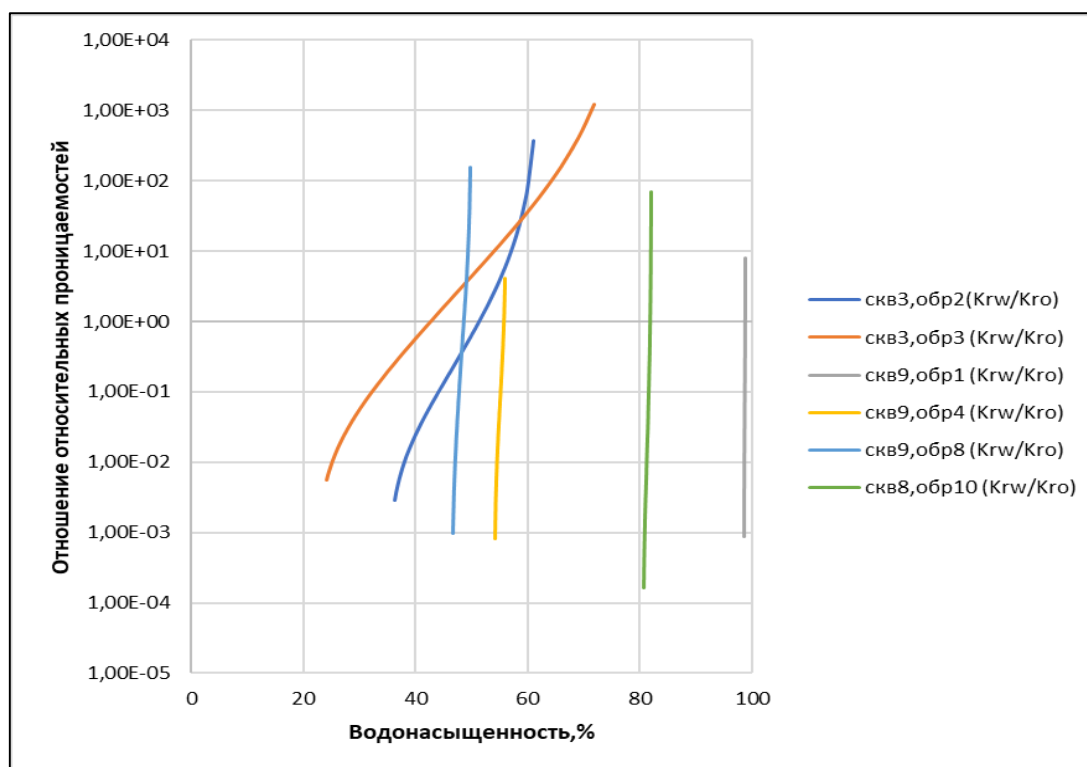


Рис. 2.4.4 – Отношение относительных проницаемостей

Методом ртутной порометрии исследована структура пустотного пространства пород. Использован прибор «Автопор 2002IV9520», максимальная величина давления нагнетания ртути, изменяемого ступенчато, составила 60000 psi (413,69 МПа). Для каждой величины давления рассчитан радиус пор (r пор), доступных насыщению ртутью, и объем

вошедшей в образец ртути, позволяющий оценить насыщенность объема пор ртутью (SHg). По экспериментальным данным рассчитаны кривые капиллярного давления (Pк-SHg), зависимость функции Леверетта (J) от (1-SHg), кривые (г пор-SHg), нормализованное распределение г пор.

Определение кривых капиллярного давления методом нагнетания ртути

Специальный анализ керн по исследованию капиллярного давления методом нагнетания ртути был проведен на 15 образцах керн юрского горизонта Ю-1-А, Ю-П из скв. №3, №8, №9.

Результаты по данному виду исследования приведены в таблице 2.4.3 и на рис. 2.4.5-2.4.8.

Таблица 2.4.3 - Параметры образцов рассчитанные по результатам нагнетания ртути в образец

Скважина	Номер образца	Глубина образца, м	Проницаемость по газу, мД		Пористость, д.е.		Плотность зерен, г/см ³		Насыщение жидкости в эквиваленте 200psi Капиллярное давление, газ-вода давление, д.е.
			Образец	Hg Inj	Образец	Hg Inj	Образец	Hg Inj	
ХЮЗ-3	1	1978,44	0,034	0,012	0,065	0,053	2,69	2,9	0,633
ХЮЗ-3	2	1978,64	14,949	11,0784	0,198	0,164	2,68	2,67	0,183
ХЮЗ-3	3	1978,97	219,530	137,309	0,241	0,233	2,70	2,71	0,154
ХЮЗ-8	3	1939,44	0,038	0,5947	0,129	0,111	2,69	2,68	0,928
ХЮЗ-8	5	1939,87	0,175	0,1157	0,149	0,124	2,68	2,68	0,537
ХЮЗ-8	6	1940,11	0,273	0,1541	0,163	0,140	2,68	2,68	0,522
ХЮЗ-8	7	1940,51	0,293	0,541	0,160	0,165	2,69	2,68	0,423
ХЮЗ-9	1	2055,36	0,417	0,0001	0,049	0,043	2,68	2,67	0,965
ХЮЗ-9	3	2056,34	0,252	0,0564	0,154	0,021	2,72	2,69	0,036
ХЮЗ-9	4	2056,52	1,013	0,3326	0,154	0,138	2,69	2,67	0,395
ХЮЗ-9	5	2056,87	0,292	0,3497	0,145	0,132	2,68	2,67	0,382
ХЮЗ-9	7	2057,24	0,203	0,0316	0,111	0,092	2,70	2,70	0,582
ХЮЗ-9	8	2057,39	1,954	1,0258	0,158	0,144	2,67	2,67	0,308
ХЮЗ-9	9	2057,88	0,700	0,7326	0,135	0,132	2,67	2,66	0,323
ХЮЗ-9	10	2058,03	0,100	0,0895	0,098	0,084	2,68	2,67	0,496

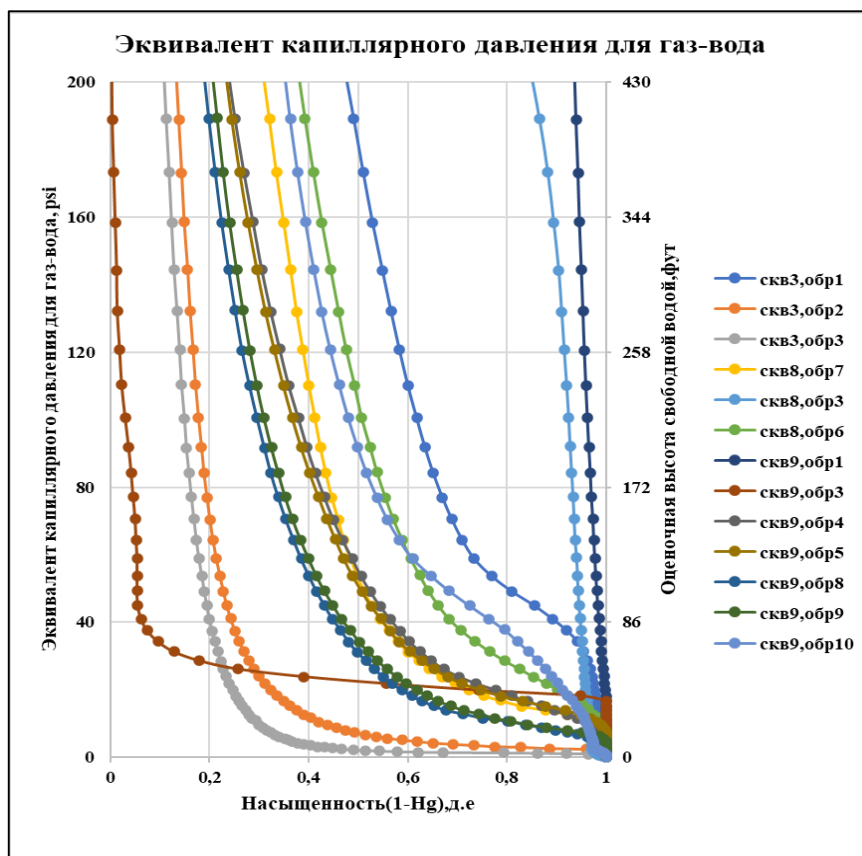


Рис. 2.4.5 – Эквивалент капиллярного давления для газ-вода

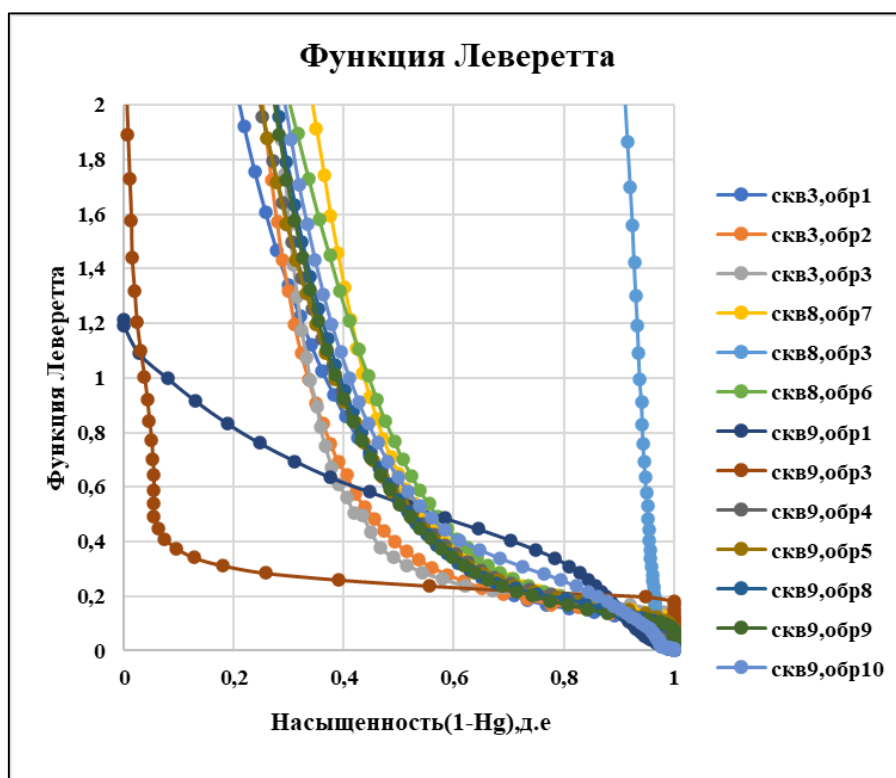


Рис. 2.4.6 – Функция Леверетта

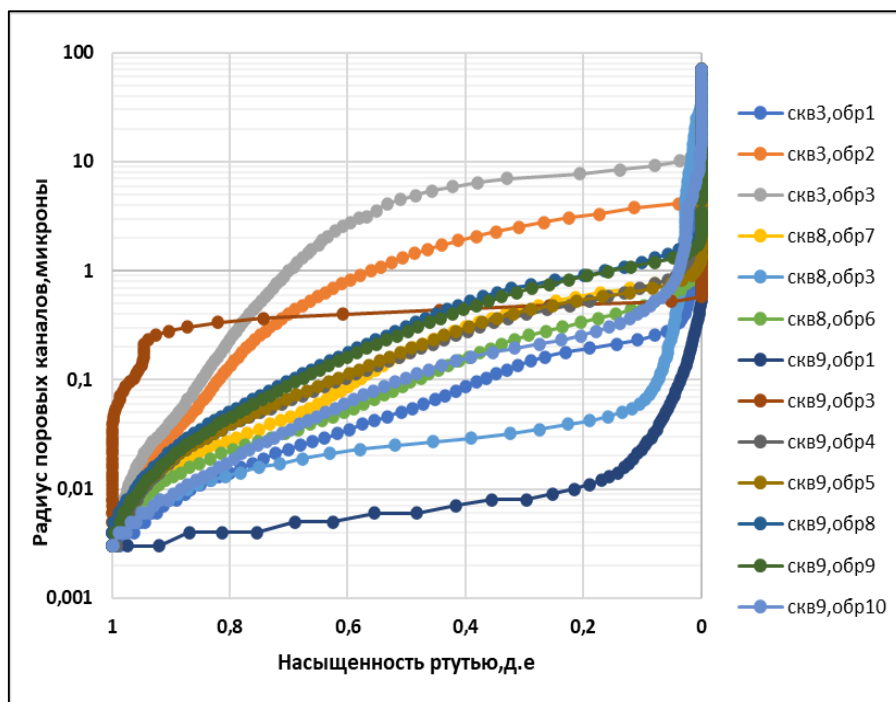


Рис. 2.4.7 – Радиус поровых каналов

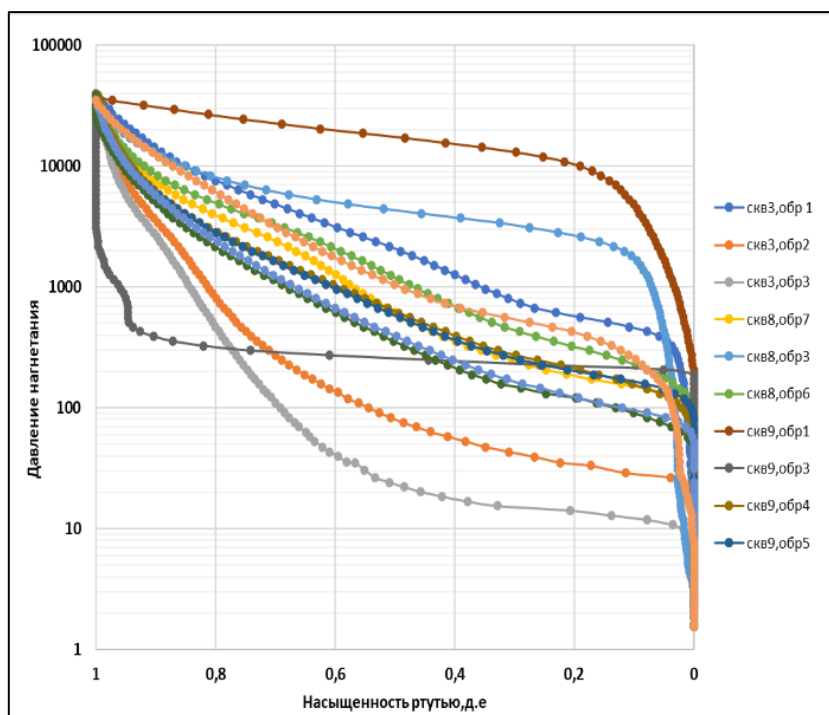


Рис. 2.4.8 – Капиллярное давление нагнетанием ртути

Были получены кривые распределения пор по размерам, в зависимости от уровня насыщенности, которые указывают на их большой диапазон – от 1 до 10 микронов. Всего в эксперименте использовано 15 образцов.

По результатам давления и нагнетаемого объема также получены кривые

распределения устьев пор и визуализированы. Анализ распределения поровых каналов по размерам показывает небольшой диапазон изменения размера пор. Характер распределения размера пор - одинаковый (униmodalный), то есть емкостное пространство достаточно однородное.

Кривые капиллярного давления методом центрифугирования

Капиллярное давление замерено в условиях первичного дренажа при помощи закрытой автоматизированной петрофизической центрифуги «Hettich», оснащенной специализированным ротором, позволяющим использовать специально разработанные гидростатические кернодержатели. Кернодержатели позволяют создавать давления обжима до 200 бар (приблизительно 2900 psi) во время процесса центрифугирования.

Центрифуга оснащена разработанной компанией «Везерфорд» пакетом программ («CENTAS») для управления процессом сбора данных и управления камерой обнаружения продукции.

Кривые капиллярного давления получены методом центрифугирования на 9 образцах керна при $P_k = 200 \text{ psi}$, $t = 25^\circ \text{C}$ из скважин №3, №8, №9.

Результаты по данному исследованию приведены на рисунке 2.4.9.

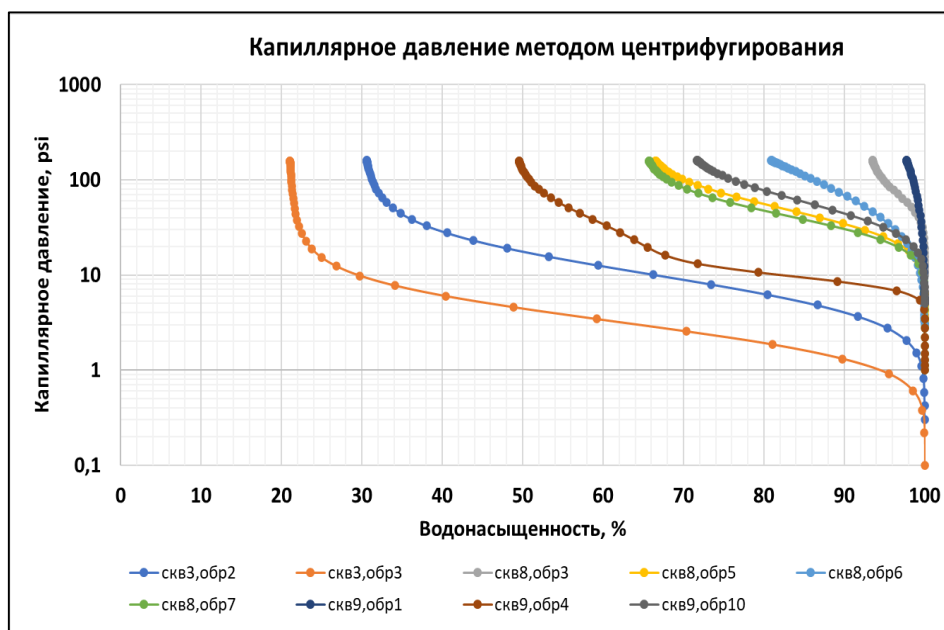


Рис. 2.4.9 – Кривые капиллярного давления

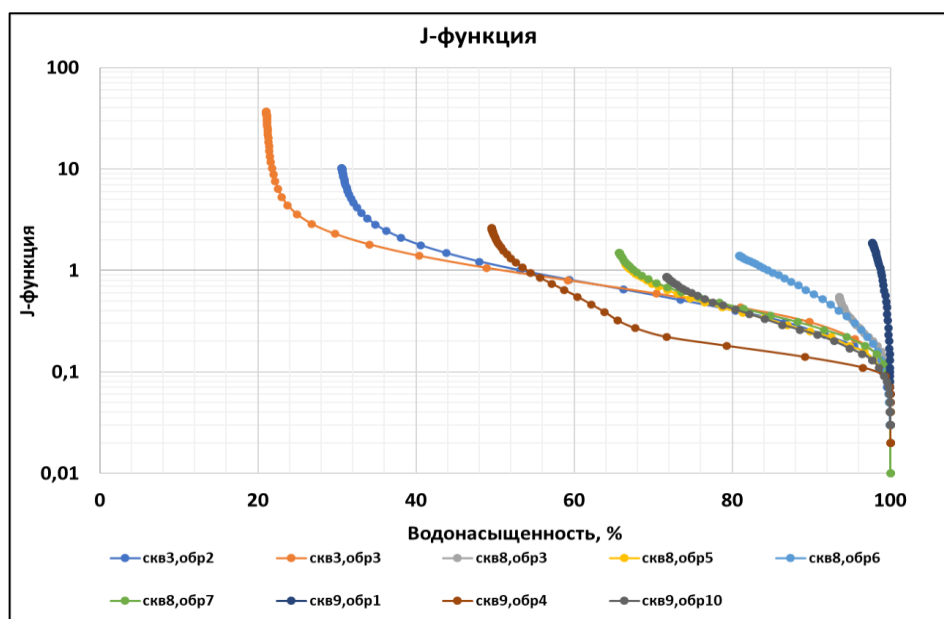


Рис. 2.4.10– J- Функция

Зависимость параметра пористости от пористости и параметра насыщения от водонасыщенности

Величины параметров в зависимостях $P_p = a \times K_p^{-m}$, $P_n = b \times S_v^{-n}$, установленные к подсчету запасов 2019г, представлены в таблице 2.4.4.

В настоящей работе зависимости $P_p = a \times K_p^{-m}$, $P_n = b \times S_v^{-n}$ оставлены без изменений.

Таблица 2.4.4 – Величина параметров в зависимостях $P_p = a \times K_p^{-m}$, $P_n = b \times S_v^{-n}$

Работа	Отложения	Число образцов	a	-m	b	-n
ПЗ-2019	мел	16	1	1,74	1	1,398
	юра	34	1	1,87	1	1,664

Зависимости $P_p = a \times K_p^{-m}$, и $P_n = b \times S_v^{-n}$, определенные по керну из отложений М-II, Ю-I, Ю-II, Ю-I-A представлены на рисунке 2.4.11 (а, б).

Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность

Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность определены методом центрифугирования по тем же образцам, на которых определен P_n . На сегодняшний день изучение данных параметров выполнено для 65 образцов из скважин ХЮЗ-1, ХЮЗ-2, ХЮЗ-3, ХЮЗ-4, ХЮЗ-5, ХЮЗ-6, ХЮЗ-7, ХЮЗ-8, ХЮЗ-9, в том числе для 16 образцов из отложений М-II горизонта и 49 образцов из отложений юрских горизонтов.

После ПЗ-2022г лабораторные исследования по определению капиллярного давления методом центрифугирования проводились на 15 образцах из скважин №3, №8, №9 принадлежащих к горизонтам мела и юры.

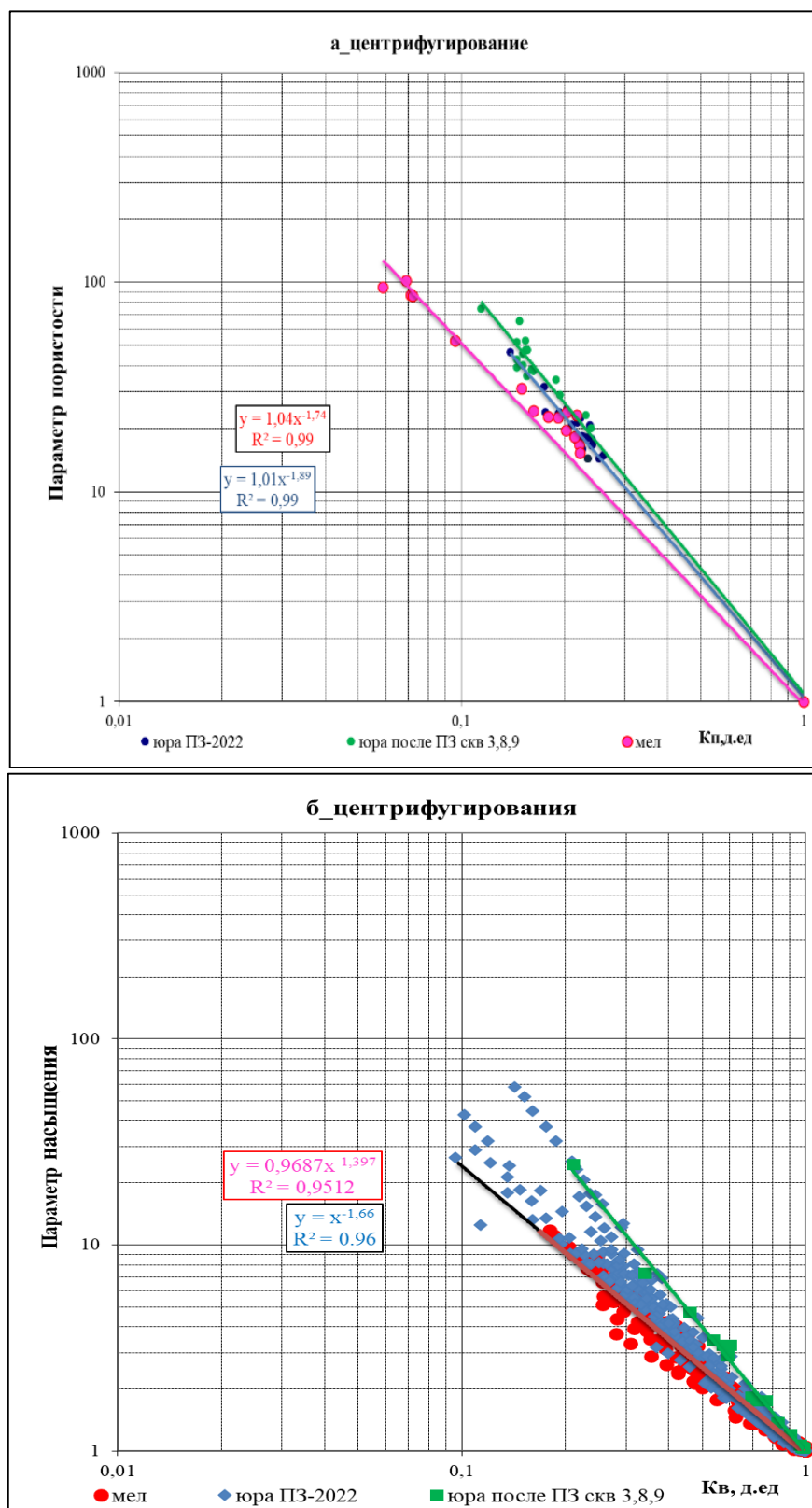


Рис. 2.4.11 –Зависимость параметра пористости от пористости (а) и параметра насыщения от водонасыщенности (б)

Кривые капиллярного давления для отложений М-II, Ю-0, Ю-I и Ю-II представлены на рисунке 2.4.12 (а,б,в,г).

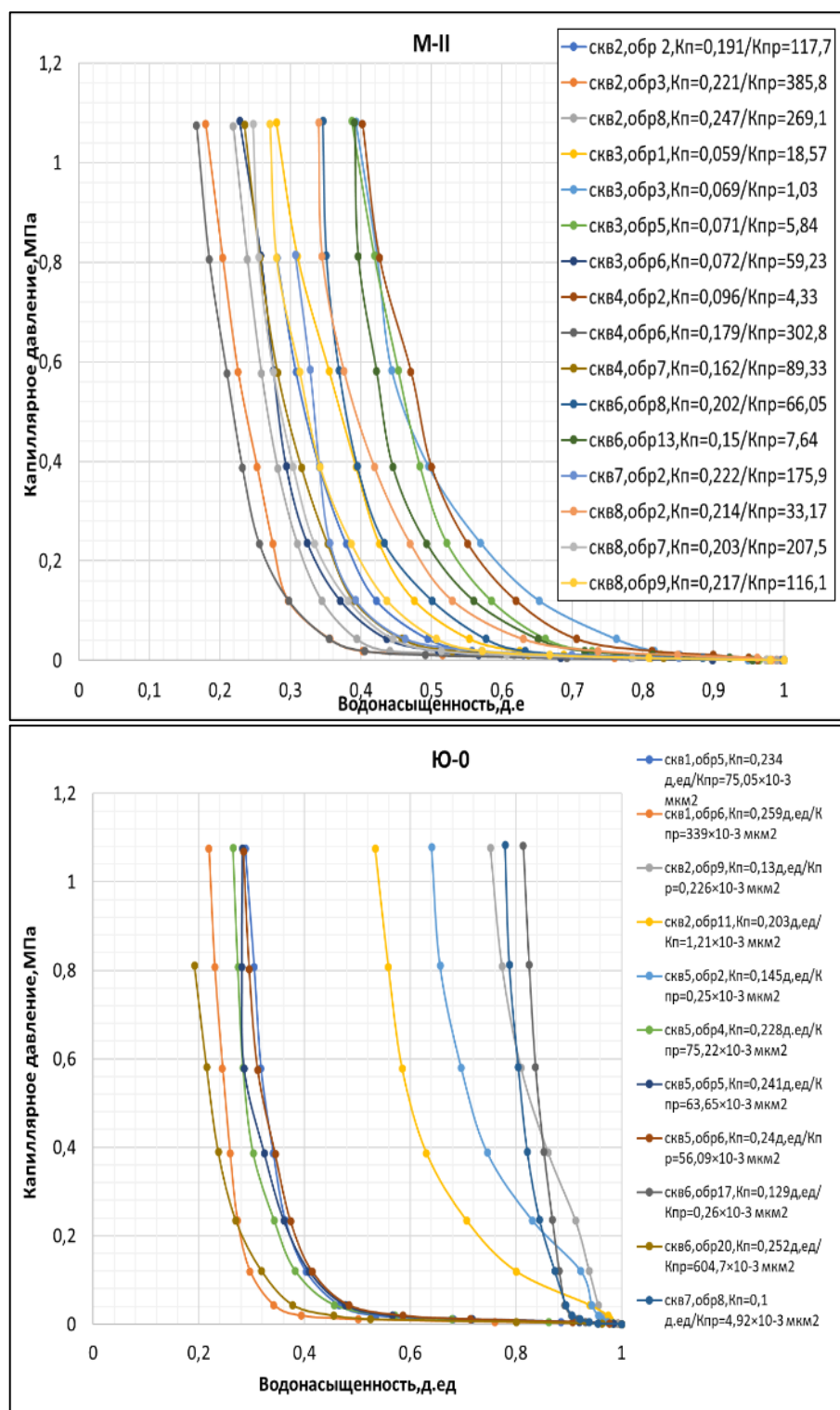


Рис. 2.4.12 (а,б) – Кривые капиллярного давления методом центрифугирования

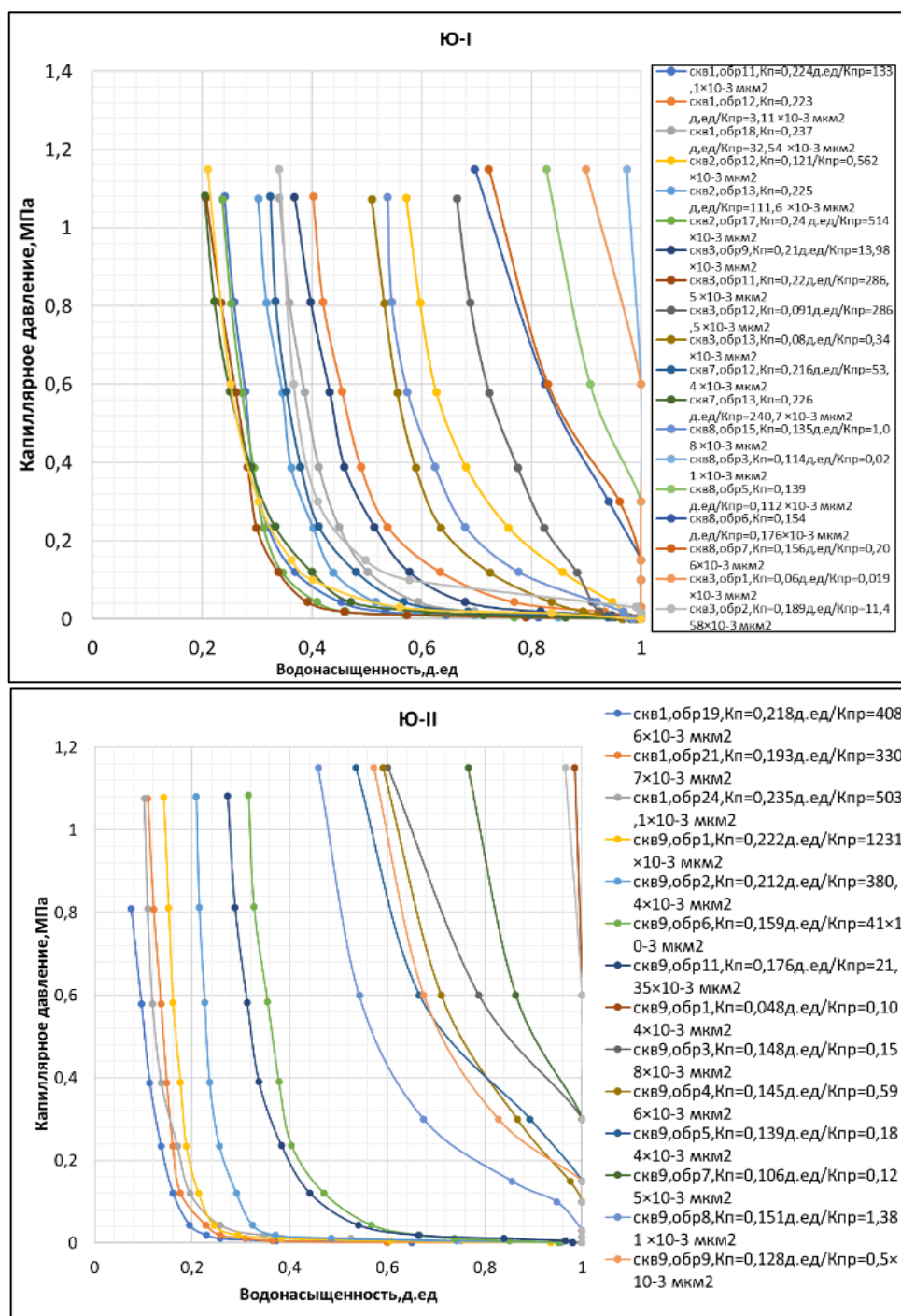


Рис. 2.4.12 (в,г) – Кривые капиллярного давления методом центрифугирования

Сопоставление остаточной водонасыщенности и пористости (рис. 2.4.13а) показывает, что остаточная водонасыщенность различна для пород выделенных продуктивных горизонтов при одинаковой пористости, особенно при низких значениях.

Сопоставление остаточной водонасыщенности и проницаемости (рис.2.4.13б) показывает, что $S_{во} < 0,5$ д.ед. наблюдается при $K_{пр} > 1 \times 10^{-3}$ мкм² для пород всех продуктивных горизонтов, наименьшая $S_{во}$ составляет примерно 0,2 д.ед. при $K_{пр}$ пород $(300-500) \times 10^{-3}$ мкм².

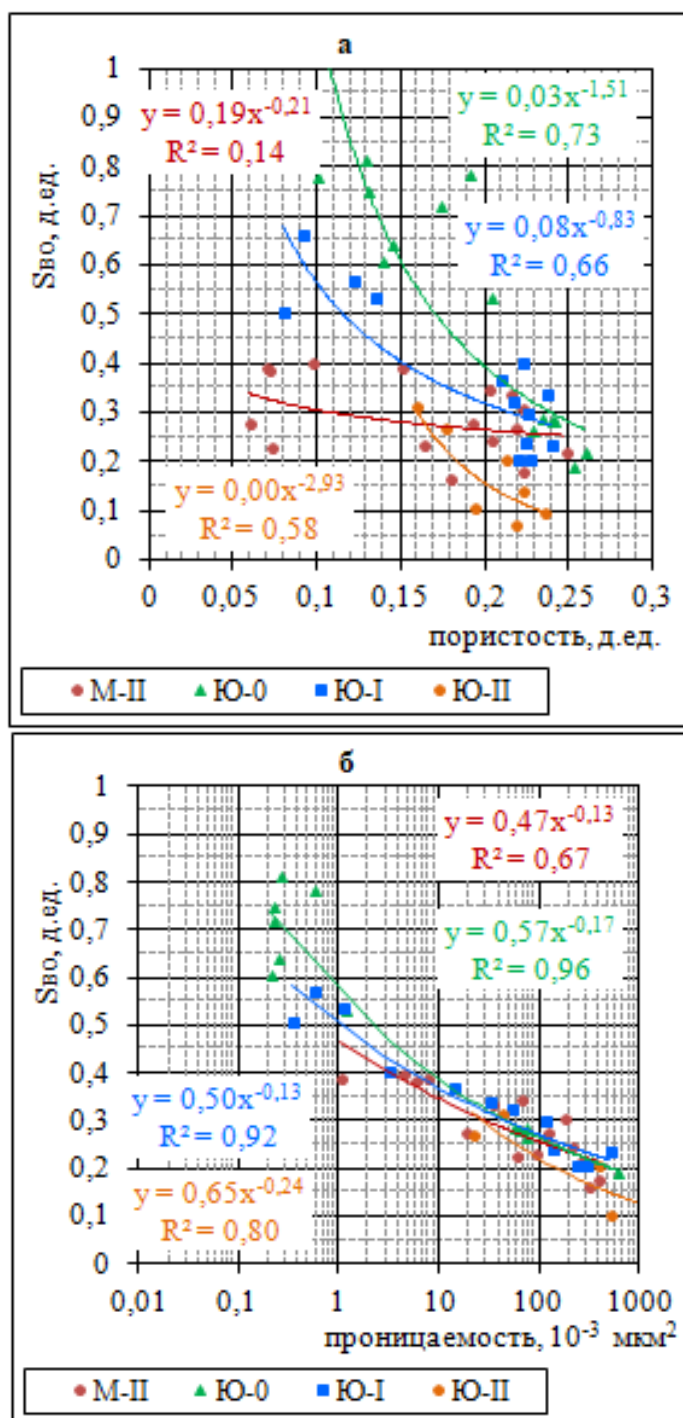


Рис. 2.4.13 – Сопоставление остаточной водонасыщенности с пористостью (а) и проницаемостью пород для газа (б)

Специальный анализ по определению **коэффициента вытеснения нефти** выполнен на девяти образцах из скважин №№ 3, 8, 9, которые приходятся на горизонт Ю-I-A и Ю-II. Коэффициент вытеснения нефти водой при содержании в образце остаточной воды в количестве, соответствующем пластовым условиям, был рассчитан по формуле:

$$K_{\text{выт.}} = V_n / V_{n \text{ нач.}},$$

где $K_{\text{выт.}}$ – коэффициент вытеснения нефти водой;

$V_{н.нач}$ – объем нефти, первоначально содержащейся в образце, определяемой по разности объемов пустот и остаточной воды, приведенных к условиям испытания.

V_n – объем нефти, вытесненной в процессе пропитки образца пластовой водой.

Результаты по данному виду исследования приведены в таблице 2.4.5.

Таблица 2.4.5 – Определение коэффициента вытеснения нефти водой

Скважина	Образец	Глубина, м	Пористость, %	Кпр, мД	Кво, %	Кно, %	Квыт (от начальной нефти), %	Квыт (от объема пор), %
ХЮЗ-3	2	1978,64	19,44	11,458	35,21	38,98	39,83	25,81
ХЮЗ-3	3	1978,97	23,86	186,901	22,13	28,10	63,91	49,77
ХЮЗ-8	3	1939,44	12,27	0,021	96,04	3,51	11,44	0,45
ХЮЗ-8	5	1939,87	14,50	0,112	75,58	23,01	5,74	1,40
ХЮЗ-8	7	1940,51	16,04	0,206	72,17	26,00	6,58	1,83
ХЮЗ-9	1	2055,36	5,25	0,104	98,47	1,30	14,62	0,22
ХЮЗ-9	4	2056,52	15,09	0,596	54,08	44,09	3,99	1,83
ХЮЗ-9	8	2057,39	15,46	1,381	46,51	50,16	6,23	3,33
ХЮЗ-9	10	2058,03	9,57	0,041	80,51	18,03	7,45	1,45

По результатам эксперимента, значения коэффициента вытеснения нефти водой изменяются в диапазоне от 3,99 до 63,91 %, в среднем 17,7%.

Анализ смачиваемости

Эксперимент выполнен на 9 образцах керна юрских отложений из скважин №3, №8, №9. По результатам исследования образцы являются нейтральными и гидрофильными.

Результаты по данному виду исследования приведены в таблице 2.4.6 и на рисунке 2.4.14.

Таблица 2.4.6 – Результаты анализа смачиваемости пород по методу Аммота

Скважина	№ образца	Глубина, м	Проницаемость, мД	Открытая пористость, %	U.S.B.M индекс	Амтт индекс	Тип смачиваемости
3	2	1978,64	14,900	19,44	0,007	0,110	нейтральные
3	3	1978,97	220	23,86	-0,227	0,060	нейтральные
8	3	1939,44	0,038	12,27	0,597	0,165	нейтральные
8	5	1939,87	0,175	14,5	0,501	0,213	нейтральные
8	7	1940,51	0,293	16,03	0,434	0,362	гидрофильные
9	1	2055,36	0,417	5,24	0,514	0,089	нейтральные
9	4	2056,52	1,013	15,08	0,431	0,269	нейтральные

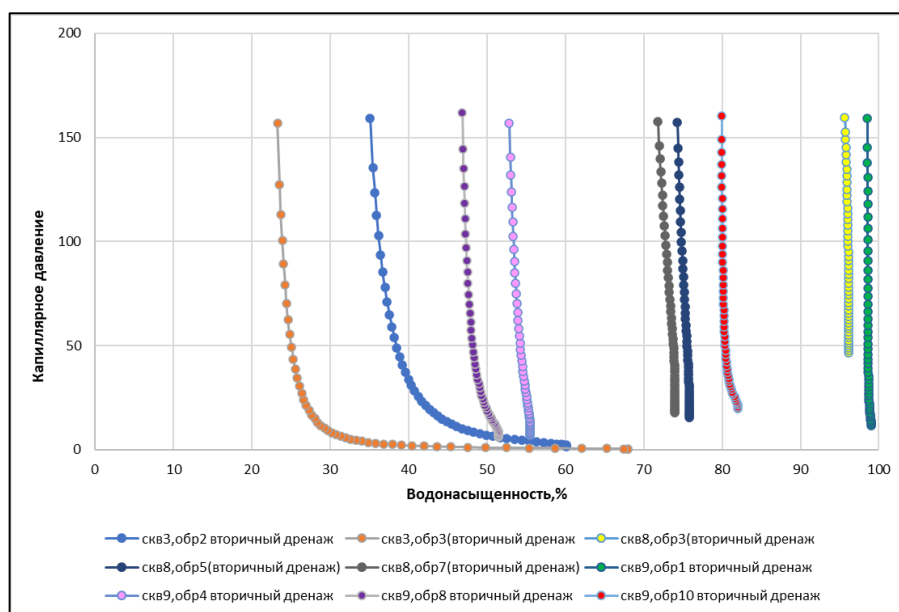


Рис. 2.4.14 – Индекс смачиваемости

2.5 Запасы нефти и газа

В 2019г, в связи с окончанием периода разведки, выполнен «Подсчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Хаиркелды Юго-Западный в Кызылординской области (по состоянию изученности на 02.01.2019г)» и утвержден ГКЗ РК (Протокол №2113-19-У от 07.11.2019 г.), запасы нефти и газа были приняты на Государственный баланс запасов полезных ископаемых Республики Казахстан в количестве (геологические / извлекаемые):

- нефти – по категории C_1 – 3163/600 тыс. т и категории C_2 – 1304/138 тыс. т;
- растворенного в нефти газа – по категории C_1 – 456/93 млн m^3 и категории C_2 – 184/20 млн m^3 .

В 2020г на базе утвержденных запасов выполнен «Проект разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный», который был рассмотрен и принят ЦКРР РК (Протокол №2/9 от 25.06.2020г).

В 2022г Протоколом ГКЗ от 18.11.2022г №2476-22-У утвержден отчет «Перевод и уточнение запасов нефти и растворенного газа месторождения Хаиркелды Юго-Западный Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2022г» (ПЗ-2022г).[16]

После ПЗ-2022г на месторождении были пробурены 3 новые скважины: ХЮЗ-14, ХЮЗ-15, ХЮЗ-16, результаты которых внесли только незначительные изменения в геологические параметры.

Утвержденные запасы месторождения в целом составляют:

- нефти по категории C_1 – 3257 тыс.т геологических и 626 тыс.т извлекаемых, по категории C_2 – 1540 тыс.т геологических и 148 тыс.т извлекаемых;
- Растворенного газа по категории C_1 – 466,9 млн. м³ геологических и 95,5 млн. м³ извлекаемых, по категории C_2 – 211,9 млн. м³ геологических и 20,6 млн. м³ извлекаемых.

Запасы нефти и растворенного газа, по месторождению в целом и их распределение по горизонтам и блокам представлены в табл. 2.5.1.

Таблица 2.5.1 – Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Хаиркелды Юго-Западный по состоянию на 02.01.2022г

Залежь (блок/ подблок)	Зона	Категория	Площадь нефтености, тыс. м ²	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, д. ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м ³ /т	Геологические запасы растворенного газа, млн.м ³	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м ³
						открытой пористости	нефтенасы- щенности	пересчетный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт М-II															
Блок I	НЗ	C ₁	558	5.7	3181	0.19	0.61	0.657	0.803	195	0.284	55	178	34.7	9.8
	ВНЗ	C ₁	4476	4.6	20590	0.18	0.55	0.657	0.803	1075	0.284	305	178	191.4	54.3
итого по блоку I		C₁	5034	4.7	23771					1270		360		226.1	64.1
Горизонт Ю-0-1															
Подблок I ^I	НЗ	C ₂	102	2.3	235	0.24	0.66	0.693	0.834	22	0.089	2	117.8	2.6	0.2
	ВНЗ	C ₂	550	3	1650	0.21	0.56	0.693	0.834	112	0.089	10	117.8	13.2	1.2
Итого подблок I^I		C₂	652	2.9	1885					134		12		15.8	1.4
Подблок I ^{II}	НЗ	C ₁	356	7.8	2777	0.22	0.67	0.693	0.834	237	0.118	28	117.8	27.9	3.3
	ВНЗ	C ₁	184	3.6	662	0.22	0.67	0.693	0.834	56	0.118	7	117.8	6.6	0.8
Итого подблок I^{II}		C₁	540	6.4	3439					293		35		34.5	4.1
Подблок I ^{III}	ВНЗ	C ₁	1064	1.4	1490	0.19	0.62	0.693	0.834	101	0.118	12	117.8	11.9	1.4
Итого подблок I^{III}		C₁	1064	1.4	1490					101		12		11.9	1.4
Всего по блоку I		C ₁	1604	3.1	4929					394		47		46.4	5.5
		C ₂	652	2.9	1885					134		12		15.8	1.4
итого по горизонту		C ₁	1604	3.1	4929					394		47		46.4	5.5
		C ₂	652	2.9	1885					134		12		15.8	1.4
Горизонт Ю-0-2															
Подблок I ^I	НЗ	C ₂	324	5.3	1717	0.20	0.57	0.693	0.834	113	0.089	10	117.8	13.3	1.2

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	ВНЗ	C ₂	268	2.1	563	0.20	0.57	0.693	0.834	37	0.089	3	117.8	4.4	0.4
Итого подблок I^I		C ₂	592	3.9	2280					150		13		17.7	1.6
Подблок I ^{II}	НЗ	C ₁	191	4.8	917	0.21	0.66	0.693	0.834	73	0.118	9	117.8	8.6	1.1
	ВНЗ	C ₁	667	2.7	1801	0.21	0.56	0.693	0.834	122	0.118	14	117.8	14.4	1.6
Итого подблок I^{II}		C ₁	858	3.2	2718					195		23		23	2.7
Подблок I ^{III}	НЗ	C ₁	434	2.8	1215	0.17	0.51	0.693	0.834	61	0.118	7	117.8	7.2	0.8
	ВНЗ	C ₁	598	1	598	0.17	0.51	0.693	0.834	30	0.118	4	117.8	3.5	0.5
Итого подблок I^{III}		C ₁	1032	1.8	1813					91		11		10.7	1.3
Всего по блоку I		C ₁	1890		4531					286		34		33.7	4
		C ₂	592		2280					150		13		17.7	1.6
Блок II	НЗ	C ₂	772	1	772	0.19	0.48	0.693	0.784	38	0.089	3	117.8	4.5	0.4
	ВНЗ	C ₂	1044	0.7	731	0.17	0.42	0.693	0.784	28	0.089	2	117.8	3.3	0.2
Итого блок II		C ₂	1816	0.8	1503					66		5		7.8	0.6
итого по горизонту		C ₁	1890	2.4	4531					286		34		33.7	4.0
		C ₂	2408	1.6	3783					216		18		25.5	2.2
Горизонт Ю-0-3															
Подблок I ^I	НЗ	C ₂	59	8.7	513	0.19	0.46	0.693	0.834	26	0.118	3	117.8	3.1	0.4
	ВНЗ	C ₂	494	3.8	1877	0.18	0.60	0.693	0.834	117	0.118	14	117.8	13.8	1.6
Итого подблок I^I		C ₂	553	4.3	2390					143		17		16.9	2
Подблок I ^{II}	НЗ	C ₁	21	5.1	107	0.19	0.52	0.693	0.834	6	0.118	1	117.8	0.7	0.1
	ВНЗ	C ₁	586	2.1	1231	0.19	0.59	0.693	0.834	80	0.118	9	117.8	9.4	1.1
Итого подблок I^{II}		C ₁	607	2.2	1338					86		10		10.1	1.2
Подблок I ^{III}	ВНЗ	C ₂	816	2.2	1795	0.17	0.59	0.693	0.834	104	0.089	9	117.8	12.3	1.1
Итого подблок I^{III}		C ₂	816	2.2	1795					104		9		12.3	1.1
Всего по блоку I		C ₁	607							86		10		10.1	1.2
		C ₂	1369							247		26		29.2	3.1
Блок II	ВНЗ	C ₂	1921	0.8	1537	0.18	0.45	0.693	0.784	68	0.118	8	117.8	8	0.9

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Итого блок II		C ₂	1921	0.8	1537					68		8		8	0.9
итого по горизонту		C ₁	607	2.2	1338					86		10		10.1	1.2
		C ₂	3290	1.7	5722					315		34		37.2	4.0
Горизонт Ю-0-4															
Подблок I ^I	НЗ	C ₂	296	0.6	178	0.19	0.50	0.693	0.834	10	0.089	1	117.8	1.2	0.1
	ВНЗ	C ₂	35	0.2	7	0.19	0.50	0.693	0.834	0	0.089	0	117.8	0.0	0.0
Итого подблок I^I		C ₂	331	0.6	185					10		1		1.2	0.1
Подблок I ^{II}	ВНЗ	C ₁	332	1	332	0.19	0.50	0.693	0.834	18	0.118	2	117.8	2.1	0.2
Итого подблок I^{II}		C ₁	332	1	332					18		2		2.1	0.2
Всего по блоку I		C ₁	332	1.0	332					18		2		2.1	0.2
		C ₂	331	0.6	185					10		1		1.2	0.1
итого по горизонту		C ₁	332	1	332					18		2		2.1	0.2
		C ₂	331	0.6	185					10		1		1.2	0.1
Итого блок I		C ₁								784		93		92.3	10.9
		C ₂								541		52		63.9	6.2
Итого блок II		C ₂								134		13		15.8	1.5
ВСЕГО по Ю-0		C ₁								784		93		92.3	10.9
		C ₂								675		65		79.7	7.7
Горизонт Ю-1-А															
Подблок I ^I	НЗ	C ₂	138	8.4	1159	0.19	0.61	0.684	0.795	73	0.095	7	152.86	11.2	1.1
	ВНЗ	C ₂	350	3.2	1120	0.18	0.48	0.684	0.795	53	0.095	5	152.86	8.1	0.8
Итого подблок I^I		C ₂	488	4.7	2279					126		12		19.3	1.9
Подблок I ^{II}	НЗ	C ₁	423	9	3807	0.19	0.56	0.684	0.795	220	0.126	28	152.86	33.6	4.3
	ВНЗ	C ₁	703	2.7	1898	0.20	0.49	0.684	0.795	101	0.126	13	152.86	15.4	2
Итого подблок I^{II}		C ₁	1126	5.1	5705					321		41		49.0	6.3
Подблок I ^{III}	НЗ	C ₂	391	7.1	2776	0.20	0.59	0.684	0.795	178	0.095	17	152.86	27.2	2.6
	ВНЗ	C ₂	620	2.7	1674	0.20	0.59	0.684	0.795	107	0.095	10	152.86	16.4	1.5

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Итого подблок I ^{III}		C ₂	1011	4.4	4450					285		27		43.6	4.1
Итого блок I		C ₁	1126		5705					321		41		49	6.3
		C ₂	1499		6729					411		39		62.9	6
Блок II	ВНЗ	C ₁	508	3.4	1727	0.18	0.48	0.684	0.850	87	0.161	14	152.86	13.3	2.1
	ВНЗ	C ₂	324	1	324	0.18	0.48	0.684	0.850	16	0.121	2	152.86	2.4	0.3
Итого блок II		C ₁	508	3.4	1727					87		14		13.3	2.1
		C ₂	324	1	324					16		2		2.4	0.3
Подблок III ^I	ВНЗ	C ₂	281	2.1	590	0.19	0.46	0.684	0.795	28	0.121	3	152.86	4.3	0.5
Итого блок III ^I		C ₂	281	2.1	590					28		3		4.3	0.5
Подблок III ^{III}	НЗ	C ₁	579	7.5	4343	0.16	0.48	0.684	0.795	181	0.129	23	152.86	27.7	3.5
	ВНЗ	C ₁	556	3.8	2113	0.16	0.48	0.684	0.795	88	0.129	11	152.86	13.5	1.7
	НЗ	C ₂	560	6.6	3696	0.16	0.48	0.684	0.795	154	0.097	15	152.86	23.5	2.3
	ВНЗ	C ₂	90	3.3	297	0.16	0.48	0.684	0.795	12	0.097	1	152.86	1.8	0.2
Итого подблок III ^{III}		C ₁	1135	5.7	6456					269		34		41.2	5.2
		C ₂	650	6.1	3993					166		16		25.3	2.5
Итого блок III		C ₁	1135	5.7	6456					269		34		41.2	5.2
		C ₂	931	4.9	4583					194		19		29.6	3
итого по горизонту		C ₁	2769	5.0	13888					677		89		103.5	13.6
		C ₂	2754	4.2	11636					621		60		94.9	9.3
Горизонт Ю-1-Б															
Подблок I ^I	ВНЗ	C ₁	277	1	277	0.20	0.59	0.684	0.795	18.0	0.129	2	152.86	2.8	0.3
Подблок I ^{II}	ВНЗ	C ₂	484	2.6	1258	0.19	0.57	0.684	0.795	74.0	0.097	7	152.86	11.3	1.1
Блок II	ВНЗ	C ₂	1036	1.7	1761	0.18	0.46	0.684	0.850	85.0	0.097	8	152.86	13.0	1.2
Подблок III ^{II}	ВНЗ	C ₂	114	2.8	319	0.21	0.41	0.684	0.795	15.0	0.097	1	152.86	2.3	0.2
Подблок III ^{III}	ВНЗ	C ₁	729	1.8	1312	0.17	0.50	0.684	0.795	61.0	0.129	8	152.86	9.3	1.2
	ВНЗ	C ₂	657	2.3	1511	0.17	0.50	0.684	0.795	70.0	0.097	7	152.86	10.7	1.1
Итого блок I		C ₁	277		277					18		2		2.8	0.3

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
		C ₂	484		1258					74		7		11.3	1.1
Итого блок II		C ₂	1036		1761					85		8		13	1.2
Итого блок III		C ₁	729		1312					61		8		9.3	1.2
		C ₂	771		1830					85		8		13	1.3
итого по горизонту		C ₁	1006	1.6	1589					79		10		12.1	1.5
		C ₂	2291	2.1	4849					244		23		37.3	3.6
Горизонт Ю-II															
Подблок I ^{II}	ВНЗ	C ₁	579	2.8	1621.2	0.20	0.69	0.797	0.855	152.0	0.165	25	73.56	11.2	1.8
Блок II	ВНЗ	C ₁	1281	3.1	3971.1	0.19	0.61	0.797	0.803	295	0.165	49	73.56	21.7	3.6
итого по горизонту		C ₁	1860	3.0	5592.3					447		74		32.9	5.4
Всего блок I		C ₁								2545		521		381	83.4
		C ₂								1026		98		138.1	13.3
Всего блок II		C ₁								382		63		35.0	5.7
		C ₂								235		23		31.2	3.0
Всего блок III		C ₁								330		42		50.5	6.4
		C ₂								279		27		42.6	4.3
Всего по месторождению		C ₁								3257		626		466.9	95.5
		C ₂								1540		148		211.9	20.6

Таблица 2.5.2 – Запасы этана, пропана и бутанов месторождения Хаиркелды Юго-Западный по состоянию на 02.01.2022 г.

Блок, подблок	Категория	Запасы газа, млн.м ³		Потенциальное содержание в газе, г/м ³			Геологические запасы, тыс. т			Извлекаемые запасы, тыс. т		
		геологические	извлекаемые	этан	пропан	бутаны	этан	пропан	бутаны	этан	пропан	бутаны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Горизонт М-II												
I	C ₁	226.1	64.1	123.25	234.06	277.57	27.87	52.92	62.76	7.90	15.00	17.79
Горизонт Ю-0-1												
I ^I	C ₂	15.8	1.4	155.13	168.91	121.42	2.45	2.67	1.92	0.22	0.24	0.17
I ^{II}	C ₁	34.5	4.1	155.13	168.91	121.42	5.35	5.83	4.19	0.64	0.69	0.50
I ^{III}	C ₁	11.9	1.4	155.13	168.91	121.42	1.85	2.01	1.44	0.22	0.24	0.17
Итого по Ю-0-1	C ₁	46.4	5.5				7.20	7.84	5.63	0.85	0.93	0.67
	C ₂	15.8	1.4				2.45	2.67	1.92	0.22	0.24	0.17
Горизонт Ю-0-2												
I ^I	C ₂	17.7	1.6	155.13	168.91	121.42	2.75	2.99	2.15	0.25	0.27	0.19
I ^{II}	C ₁	23.0	2.7	155.13	168.91	121.42	3.57	3.88	2.79	0.42	0.46	0.33
I ^{III}	C ₁	10.7	1.3	155.13	168.91	121.42	1.66	1.81	1.30	0.20	0.22	0.16
II	C ₂	7.8	0.6	155.13	168.91	121.42	1.21	1.32	0.95	0.09	0.10	0.07
Итого по Ю-0-2	C ₁	33.7	4.0				5.23	5.69	4.09	0.62	0.68	0.49
	C ₂	25.5	2.2				3.96	4.31	3.10	0.34	0.37	0.27
Горизонт Ю-0-3												
I ^I	C ₂	16.9	2	155.13	168.91	121.42	2.62	2.85	2.05	0.31	0.34	0.24
I ^{II}	C ₁	10.1	1.2	155.13	168.91	121.42	1.57	1.71	1.23	0.19	0.20	0.15
I ^{III}	C ₂	12.3	1.1	155.13	168.91	121.42	1.91	2.08	1.49	0.17	0.19	0.13
II	C ₂	8	0.9	155.13	168.91	121.42	1.24	1.35	0.97	0.14	0.15	0.11
Итого по Ю-0-3	C ₁	10.1	1.2				1.57	1.71	1.23	0.19	0.20	0.15
	C ₂	37.2	4				5.77	6.28	4.52	0.62	0.68	0.49
Горизонт Ю-0-4												
I ^I	C ₂	1.2	0.1	155.13	168.91	121.42	0.19	0.20	0.15	0.02	0.02	0.01
I ^{II}	C ₁	2.1	0.2	155.13	168.91	121.42	0.33	0.35	0.25	0.03	0.03	0.02

Продолжение таблицы 2.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Итого по Ю-0-4	C ₁	2.1	0.2				0.33	0.35	0.25	0.03	0.03	0.02
	C ₂	1.2	0.1				0.19	0.20	0.15	0.02	0.02	0.01
Горизонт Ю-1-А												
I ^I	C ₂	19.3	1.9	173.38	291.7	284.83	3.35	5.63	5.50	0.33	0.55	0.54
I ^{II}	C ₁	49	6.3	173.38	291.7	284.83	8.50	14.29	13.96	1.09	1.84	1.79
I ^{III}	C ₂	43.6	4.1	173.38	291.7	284.83	7.56	12.72	12.42	0.71	1.20	1.17
II	C ₁	13.3	2.1	173.38	291.7	284.83	2.31	3.88	3.79	0.36	0.61	0.60
	C ₂	2.4	0.3	173.38	291.7	284.83	0.42	0.70	0.68	0.05	0.09	0.09
III ^I	C ₂	4.3	0.5	173.38	291.7	284.83	0.75	1.25	1.22	0.09	0.15	0.14
III ^{III}	C ₁	41.2	5.2	173.38	291.7	284.83	7.14	12.02	11.73	0.90	1.52	1.48
	C ₂	25.3	2.5	173.38	291.7	284.83	4.39	7.38	7.21	0.43	0.73	0.71
Итого по Ю-1-А	C ₁	103.5	13.6				17.94	30.19	29.48	2.36	3.97	3.87
	C ₂	94.9	9.3				12.07	20.30	19.82	1.18	1.98	1.94
Горизонт Ю-1-Б												
I ^I	C ₁	2.8	0.3	173.38	291.7	284.83	0.49	0.82	0.80	0.05	0.09	0.09
I ^{II}	C ₂	11.3	1.1	173.38	291.7	284.83	1.96	3.30	3.22	0.19	0.32	0.31
II	C ₂	13	1.2	173.38	291.7	284.83	2.25	3.79	3.70	0.21	0.35	0.34
III ^{II}	C ₂	2.3	0.2	173.38	291.7	284.83	0.40	0.67	0.66	0.03	0.06	0.06
III ^{III}	C ₁	9.3	1.2	173.38	291.7	284.83	1.61	2.71	2.65	0.21	0.35	0.34
	C ₂	10.7	1.1	173.38	291.7	284.83	1.86	3.12	3.05	0.19	0.32	0.31
Итого по Ю-1-Б	C ₁	12.1	1.5				1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	C ₂	37.3	3.6				3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60
Горизонт Ю-II												
I ^{II}	C ₁	11.2	1.8	175.38	265.9	244.18	1.96	2.98	2.73	0.32	0.48	0.44
II	C ₁	21.7	3.6	175.38	265.9	244.18	3.81	5.77	5.30	0.63	0.96	0.88
Итого по Ю-II	C ₁	32.9	5.4				5.77	8.75	8.03	0.95	1.44	1.32
Всего по месторождению	C ₁	466.9	95.5				67.4	109.0	113.0	14.4	23.7	25.8
	C ₂	211.9	20.6				28.0	37.4	33.1	6.0	6.9	6.5

Таблица 2.5.3 - Месторождение Хаиркелды Юго-Западный. Подсчёт начальных запасов парафина

Горизонт	Блок	Категория	Начальные запасы нефти, тыс. т		Потенциальное содержание парафина, %	Начальные запасы, тыс.т	
			геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые
М-II	I	C ₁	1270	360	8.85	112	405
Ю-0-1	I	C ₁	394	47	15.35	60	28
		C ₂	134	12	15.35	21	2
Ю-0-2	I	C ₁	286	34	15.35	44	15
		C ₂	150	13	15.35	23	3
	II	C ₂	66	5	3.9	3	0
Итого Ю-0-2		C ₁	286	34		44	15
		C ₂	216	18		26	3
Ю-0-3	I	C ₁	86	10	15.35	13	1
		C ₂	247	26	15.35	38	10
	II	C ₂	68	8	3.9	3	0
Итого Ю-0-3		C ₁	154	18		16	2
		C ₂	247	26		38	10
Ю-0-4	I	C ₁	18	2	15.35	3	0
		C ₂	10	1	15.35	2	0
Ю-1-A	I	C ₁	321	41	8.9	29	12
		C ₂	411	39	8.9	37	14
	II	C ₁	87	14	17.4	15	2
		C ₂	16	2	17.4	3	0
	III	C ₁	269	34	8.9	24	8
		C ₂	194	19	8.9	17	3
Итого Ю-1-A		C ₁	677	89		68	22
		C ₂	621	60		57	18
Ю-1-Б	I	C ₁	18	2	8.9	2	0
		C ₂	74	7	8.9	7	0
	II	C ₂	85	8	17.4	15	1
	III	C ₁	61	8	8.9	5	0
		C ₂	85	8	8.9	8	1
Итого Ю-1-Б		C ₁	79	10		7	0
		C ₂	244	23		29	2
Ю-II	I	C ₁	152	25	18.9	29	7
	II	C ₁	295	49	19.9	59	29
Итого по месторождению		C ₁	3257	626		395	508
		C ₂	1540	148		174	36

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

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

За период 2020г-01.01.2024г на месторождении были проведены 9 гидродинамических исследований методами КВУ, КВД, ИД, ИК и МУО/КВД в 8 скважинах (таблица 3.1.1).

Таблица 3.1.1 – Результаты исследований скважин и пластов

Годы	Количество иссл. Скважин	Виды и кол-во исследований			
		КВД	КВУ	МУО/КВД	Итого
2020	4	1	2	1	4
2021	7	3	1	-	4
2022	-	-	-	-	-
2023	1	1	-	-	1

На основе результатов исследований скважин были определены фильтрационные свойства пласта (гидропроводность, пьезопроводность, скин-фактор, коэффициенты продуктивности и проницаемости), также были получены результаты замеров пластовых и забойных давлений. В таблице 3.1.2 приведены результаты исследований добывающих скважин и пластов.

Ниже приведено описание проведенных исследований по добывающим скважинам. Исследования проведены по скважинам №№ 2, 3, 7, 8, 9, 10, 12, 14.

Объект I. Исследования продуктивного горизонта проводились методами КВД и КВУ в скважинах №№ 8, 7, 14. По результатам исследований средний коэффициент продуктивности по нефти составил $0,022 \text{ м}^3/(\text{сут} \times \text{МПа})$, гидропроводность – $596,22 \text{ мкм}^2 \times \text{м}/(\text{МПа} \times \text{с})$, коэффициент проницаемости – $69,18 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, пьезопроводность – $0,64 \text{ м}^2/\text{с}$, скин-фактор изменяется в диапазоне от 0,1 до 12,8, что указывает на неудовлетворительное состояние призабойной зоны. Среднее пластовое давление составило 15,3 МПа.

Объект III. Исследования продуктивного горизонта проводились методом КВД и КВУ в скважинах №№ 13, 10. По результатам исследований средний коэффициент продуктивности по нефти составил $0,0001 \text{ м}^3/(\text{сут} \times \text{МПа})$, гидропроводность – $8,02 \text{ мкм}^2 \times \text{м}/(\text{МПа} \times \text{с})$, коэффициент проницаемости – $5,9 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, пьезопроводность – $0,007 \text{ м}^2/\text{с}$, скин-фактор изменяется в диапазоне от минус 4,3 до плюс 3,0. Среднее пластовое давление составило 17,8 МПа.

Объект IV. Исследование продуктивных горизонтов проводилось методом КВД, КВУ и МУО/КВД в скважинах №№ 2, 9, 12. По результатам исследований средний коэффициент продуктивности по нефти составил $0,03462 \text{ м}^3/(\text{сут} \times \text{МПа})$, гидропроводность – $920,41 \text{ мкм}^2 \times \text{м}/(\text{МПа} \times \text{с})$, коэффициент проницаемости – $28,2 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, пьезопроводность – $0,60 \text{ м}^2/\text{с}$,

скин-фактор изменяется в диапазоне от минус 4,3 до плюс 12,8. Среднее пластовое давление составило 16,8 МПа.

Таблица 3.1.2 – Результаты исследований скважин и пластов за период 2020г-01.01.2024г

Наименование	Количество, ед.		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
I объект (горизонт М-II)				
Пластовое давление, МПа	3	4	14,4-16,9	15,3
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	3	4	0,003-0,06	0,02
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	3	4	0,001-0,01	0,003
Гидропроводность, 10 ⁻³ *м³/МПа*с	3	4	69,43-1396,75	596,22
Пьезопроводность, м²/с	3	4	0,01-2,1	0,64
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	3	4	1,85-183,21	69,18
II объект (горизонты Ю-0-1; Ю-0-2; Ю-0-3; Ю-0-4)				
Пластовое давление, МПа	2	3	16,9	16,9
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	2	3	0,0032-0,0034	0,0033
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	2	3	0,0003-0,0006	0,0004
Гидропроводность, 10 ⁻³ *м³/МПа*с	2	3	0,04-0,05	0,045
Пьезопроводность, м²/с	2	3	0,03-0,04	0,035
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	2	3	2,2-17,6	7,3
III объект (горизонты Ю-I-A; Ю-I-B)				
Пластовое давление, МПа	3	6	19,0-17,8	17,8
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	3	6	0,0007-0,001	0,001
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	3	6	0,0001-0,001	0,0004
Гидропроводность, 10 ⁻³ *м³/МПа*с	3	6	0,02-24,5	8,02
Пьезопроводность, м²/с	3	6	0,006-0,008	0,007
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	3	6	0,04-1,8	1,0
IV объект (горизонт Ю-II)				
Пластовое давление, МПа	3	3	10,6-18,9	16,8
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	3	3	0,02-0,05	0,03
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	3	3	0,003-0,01	0,01
Гидропроводность, 10 ⁻³ *м³/МПа*с	3	3	320,6-1666,5	920,4
Пьезопроводность, м²/с	3	3	0,12-1,1	0,60
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	3	3	9,6-20,8	15,6

За период 2020г-01.01.2024г для оценки и контроля энергетического состояния залежей на месторождении Хаиркелды Юго-Западный были проведены гидродинамические исследования методами КВД, КВУ и МУО/КВД в 8 скважинах. Также, на месторождении во всех скважинах, оборудованных ШГН, имеются глубинные датчики давления, позволяющие контролировать забойное давление в режиме реального времени. По таким скважинам можно контролировать текущее пластовое давление в период временных остановок скважин для проведения ремонтов или взять значения, полученные расчетным путем через забойное давление и коэффициент продуктивности, что и было сделано для построения карт изобар.

В таблице 3.1.3 приведены результаты замеров пластового давления по КВУ, КВД и КПД, приведенных к начальным отметкам ВНК соответствующих горизонтов.

Таблица 3.1.3 – Результаты замеров пластового давления за период 2020г-01.01.2024г

Номера скважин	Даты замеров	Виды замеров	Рпл, приведённое к начальному ВНК, МПа
1	2	3	4
I объект (горизонт М-II)			
8	20.12.2020	КВУ	14,4
7	12.04.2021	КВД	16,0
8	22.08.2021	КВУ	16,9
7	26.07.2023	Рпл	15
8	26.07.2023	Рпл	15
14	18.05.2023	КВД	15,7
8	11.11.2023	Рпл	15,4
II объект (горизонты Ю-0-1; Ю-0-2; Ю-0-3; Ю-0-4)			
5	09.08.2022	Рпл	16,9
III объект (горизонты Ю-I-A; Ю-I-B)			
3	18.11.2020	КВУ	19,0
10	18.07.2021	КВД	19,1
11	01.11.2023	Рпл	17,8
IV объект (горизонт Ю-II)			
2	12.09.2020	Рпл	17,9
9	21.10.2020	МУО/КВД	14,4
2	01.11.2020	КВД	13,8
2	08.06.2021	Рпл	10,6
12	09.03.2021	КВД	18,9
2	08.08.2022	Рпл	12
6	12.11.2022	Рпл	16,9
7	08.08.2022	Рпл	16,8
8	10.08.2022	Рпл	16,8

Объект I. Всего было проведено два исследования методом КВД и два исследования методом КВУ, выполненных в скважинах ХЮЗ-7, ХЮЗ-8, ХЮЗ-14 в период 2020-2023гг. Результаты проведенных исследований представлены ниже.

Скважина ХЮЗ-7. В 2021г на скважине проведена регистрация давления при исследованиях методом КВД (рис. 3.1.1-3.1.3). Замеры проводились в интервалах перфорации 1797,0-1800,0м; 1801,0-1805,0м прибором «АЦМ-6 №6360». Объект исследования – горизонт М-II. Регистрация давления в скважине проводилась в период 05.02-21.04.2021г. В период 12-20.04.2021г скважина была закрыта на КВД.

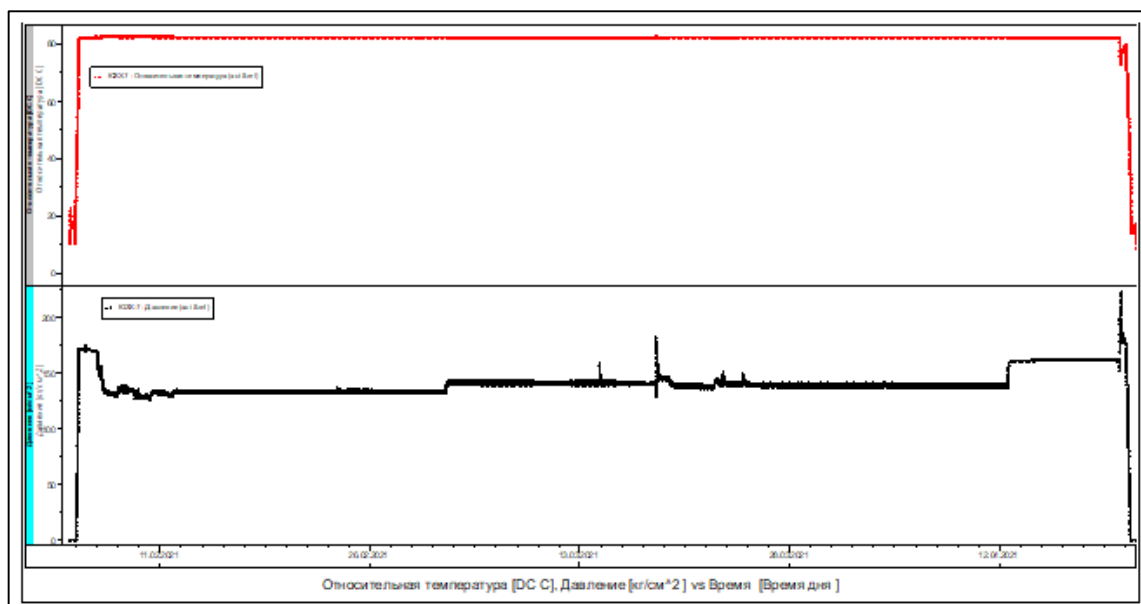


Рис. 3.1.1 – Изменение забойного давления и температуры во времени, скважина ХЮЗ-7, горизонт М-II

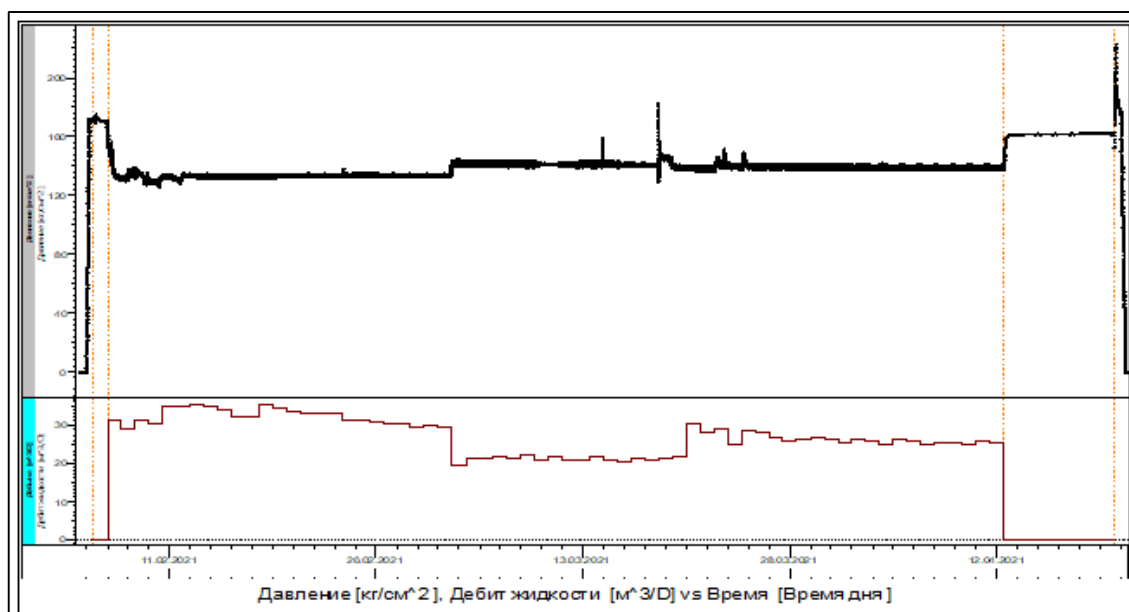


Рис. 3.1.2 – График зависимости дебита от давления во времени – загруженная история, скважина ХЮЗ-7, горизонт М-II

На первом этапе интерпретация ГДИС заключалась в определении модели строения пласта и его граничных условий в соответствии с характерными признаками изменения давления и его производной на диагностическом графике КВД (рис. 3.1.3). По результатам выполненного анализа диагностического графика для интерпретации КВД была принята модель вертикальной скважины, частично вскрывшей однородный пласт, ограниченный разломом, предположительно являющимся полупроницаемым, диагностируется влияние области постоянного давления и непроницаемого разлома.

На втором этапе интерпретации выполнялось моделирование процесса изменения давления для периода КВД, с целью наилучшего совмещения модельной кривой давления и его производной с фактическими данными. На графике черными точками показаны фактические замеры давления, красными – производная фактических замеров давления, красная линия – смоделированная кривая давления, а темная – производная давления, построенная по смоделированным данным. Наилучшее совмещение кривых добивалось изменением характерных параметров для выбранной модели строения пласта и скважины. Уточнение параметров выполнялось по методу нелинейной регрессии. Для выбранных моделей строения пласта и скважины такими параметрами являются проницаемость, коэффициент ВСС, скин-фактор, а также величина начального пластового давления на глубине замера.

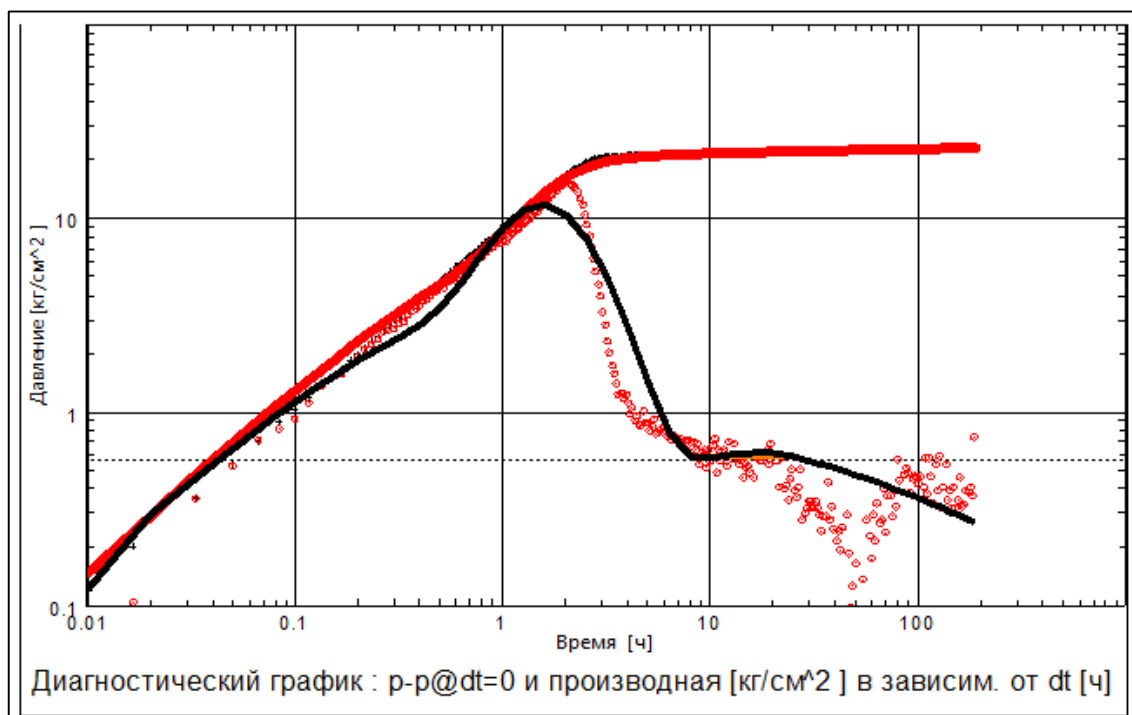


Рис. 3.1.3 – График КВД в биполарных координатах, скважина ХЮЗ-7, горизонт М-II

После графоаналитической обработки результатов исследований определены следующие параметры, представленные в таблице 3.1.4.

Таблица 3.1.4 - Результаты исследования скважины №1, горизонт М-II

Наименование	Полученное значение по пласту
Коэффициент продуктивности, $м^3/(сут \times кгс/см^2)$	1,08
Гидропроводность, $(мД \cdot м)/(сП)$	546,004
Пьезопроводность, $см^2/с$	823,841
Проницаемость, мД	22,27
Скин-фактор	12,4
Расчетное пластовое давление на глубине замера, МПа	15,87

Скважина ХЮЗ-8. В 2020-2021гг проведены исследования скважины методом КВУ (рис. 3.1.4-3.1.5). Замеры проводились в интервалах перфорации 1796,5-1800, 1802,5-1805 м прибором «Судос-автомат». Объект исследования – горизонт М-II.

Скважина на момент остановки 20.12.2020г в 10:25 работает с дебитом 21,1 м³/сут и обводненностью 92%. По результатам проведенных гидродинамических исследований на скважине ХЮЗ-8 месторождения Юго-Западный Хаиркелды определены фильтрационные параметры пласта. На рисунке 3.1.4 представлена кривая изменения забойного давления за время проведения исследовательских работ в билогарифмических координатах (диагностический график).

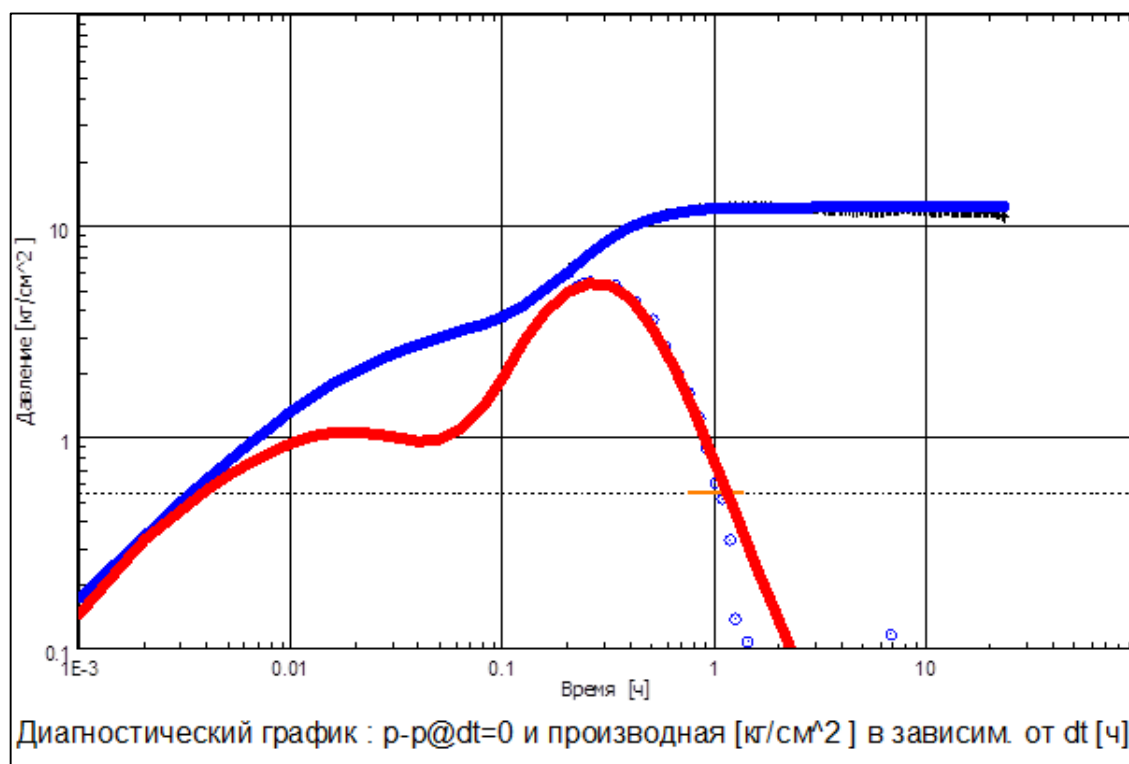


Рис. 3.1.4 – Изменение забойного давления и его производной во времени в билогарифмических координатах, скважина ХЮЗ-8, горизонт М-II

После графоаналитической обработки результатов исследований определены следующие параметры, представленные в таблице 3.1.5.

Таблица 3.1.5 – Результаты исследования КВУ скважины №8, горизонт М-II

Наименование	Полученное значение по пласту
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут×кгс/см ²)	1,718
Гидропроводность, (мД*м)/(сПз)	391,178
Пьезопроводность, см ² /с	3615,50
Проницаемость, мД	183,213
Скин-фактор	4,93
Расчетное пластовое давление на глубине замера, МПа	14,21

Скважина на момент остановки 22.08.2021г в 14:02 работает с дебитом 14,76 м³/сут и обводненностью 97,5 %. На рисунке 3.1.5 представлена кривая изменения расчетного забойного давления (КВД) за время проведения исследовательских работ в билогарифмических координатах (диагностический график КВД).

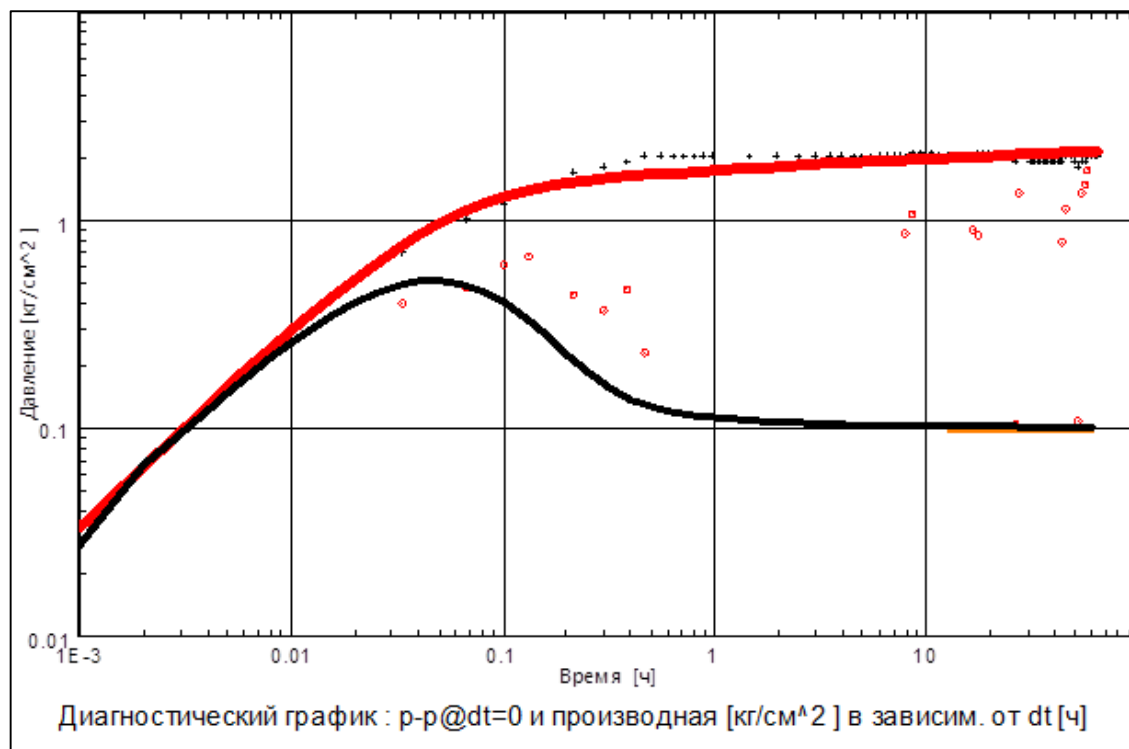


Рис. 3.1.5 – Изменение расчетного давления (КВД) и его производной во времени в билогарифмических координатах, скважина ХЮЗ-8, горизонт М-II

Скважина ХЮЗ-14. В 2023г на скважине проведены исследования методом КВД (рис. Замеры проводились в интервале перфорации 1797,5-1803,5 м прибором «ГАМТ №533, 612». Объект исследования – горизонт М-II.

На момент остановки скважины 18.05.2023г в 15:34 дебит составил 17,66 м³/сут, обводненность продукции скважины составила 0,0%. В период 18-22.05.2023г скважина была закрыта на КВД. На рисунке 3.1.6 приводится график регистрации давления и температуры прибором «ГАМТ №612».

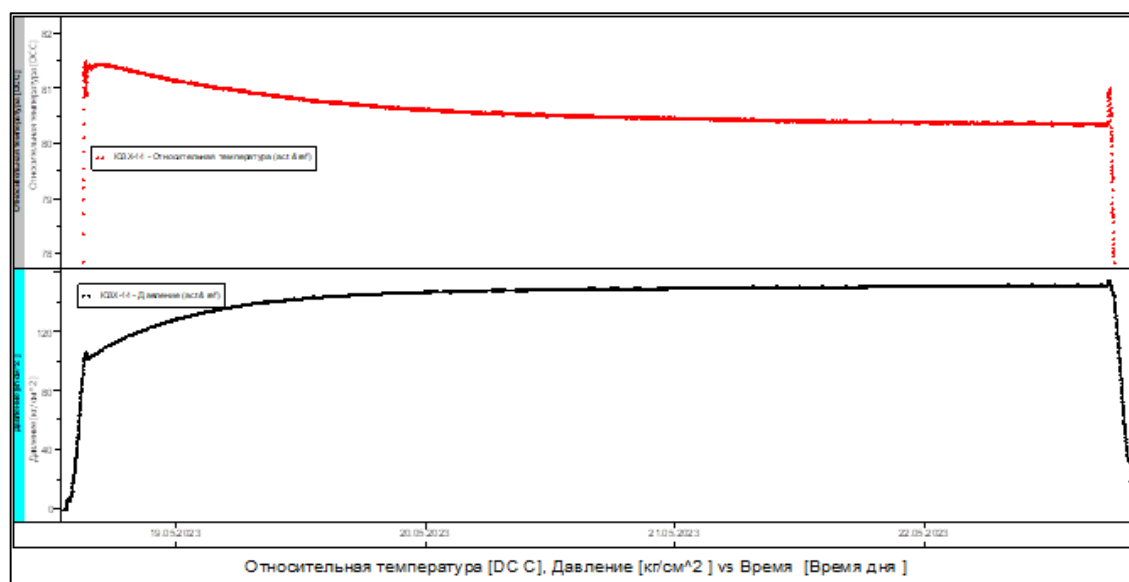


Рис. 3.1.6 – Изменение забойного давления и температуры во времени, скважина ХЮЗ-14, горизонт М-II

На первом этапе были проанализированы входные данные, их качество и степень корректности. Так как обводненность продукции скважины составляет 0,0%, для расчета фильтрационно-емкостных свойств использовались свойства нефти.

На втором этапе интерпретация ГДИС заключалась в определении модели строения пласта и его граничных условий в соответствии с характерными признаками изменения давления и его производной на диагностическом графике КВД (рис. 3.1.7). По результатам выполненного анализа диагностического графика для интерпретации КВД была принята модель вертикальной скважины, вскрывшей однородный неограниченный пласт.

На третьем этапе интерпретации выполнялось моделирование процесса изменения давления для периода КВД, с целью наилучшего совмещения модельной кривой давления и его производной с фактическими данными. Результаты исследования представлены в таблице 3.1.6.

Таблица 3.1.6 – Результаты исследования КВД скважины ХЮЗ-14, горизонт М-II

Наименование	Полученное значение по пласту
Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут} \times \text{кгс}/\text{см}^2)$	0,32
Гидропроводность, $(\text{мД} \cdot \text{м})/(\text{сПз})$	70,824
Пьезопроводность, $\text{см}^2/\text{с}$	99,912
Проницаемость, мД	2,04
Скин-фактор	0,09
Расчетное пластовое давление на глубине замера, МПа	15,37

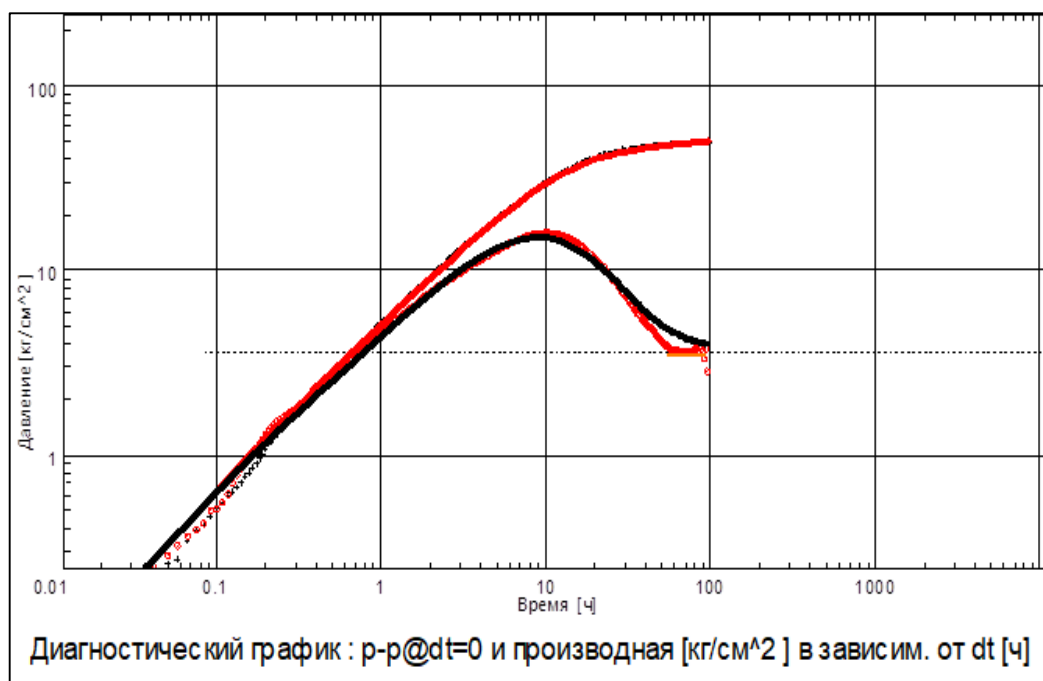


Рис. 3.1.7 – График КВД в бигарифмических координатах, скважина ХЮЗ-14, горизонт М-II

Объект III. По объекту всего было проведено два исследования методом КВД и КВУ, выполненных в скважине ХЮЗ-3 и ХЮЗ-10. Результаты проведенных исследований представлены ниже.

Скважина ХЮЗ-3. В 2020г на скважине проведены исследования методом КВУ (рис. Исследования проводились в интервалах перфорации 1972,5-1975,5, 1976,5-1979,5 м, прибором Судос». Объект исследования – горизонт Ю-I-A.

Скважина на момент остановки 18.11.2020г в 13:36 работает с дебитом 8,29 м³/сут и обводненностью 69%. На рисунке 3.1.8 представлена кривая изменения забойного давления за время проведения исследовательских работ в бигарифмических координатах (диагностический график). Результаты исследования КВУ представлены в таблице 3.1.7.

Таблица 3.1.7 – Результаты исследования КВУ скважины ХЮЗ-3, горизонт Ю-I-A

Наименование	Полученное значение по пласту
Коэффициент продуктивности, м³/(сут×кгс/см²)	0,103
Гидропроводность, (мД*м)/(сПз)	7,615
Пьезопроводность, см²/с	84,76
Проницаемость, мД	9,978
Скин-фактор	-4,30
Расчетное пластовое давление на глубине замера, МПа	19,56

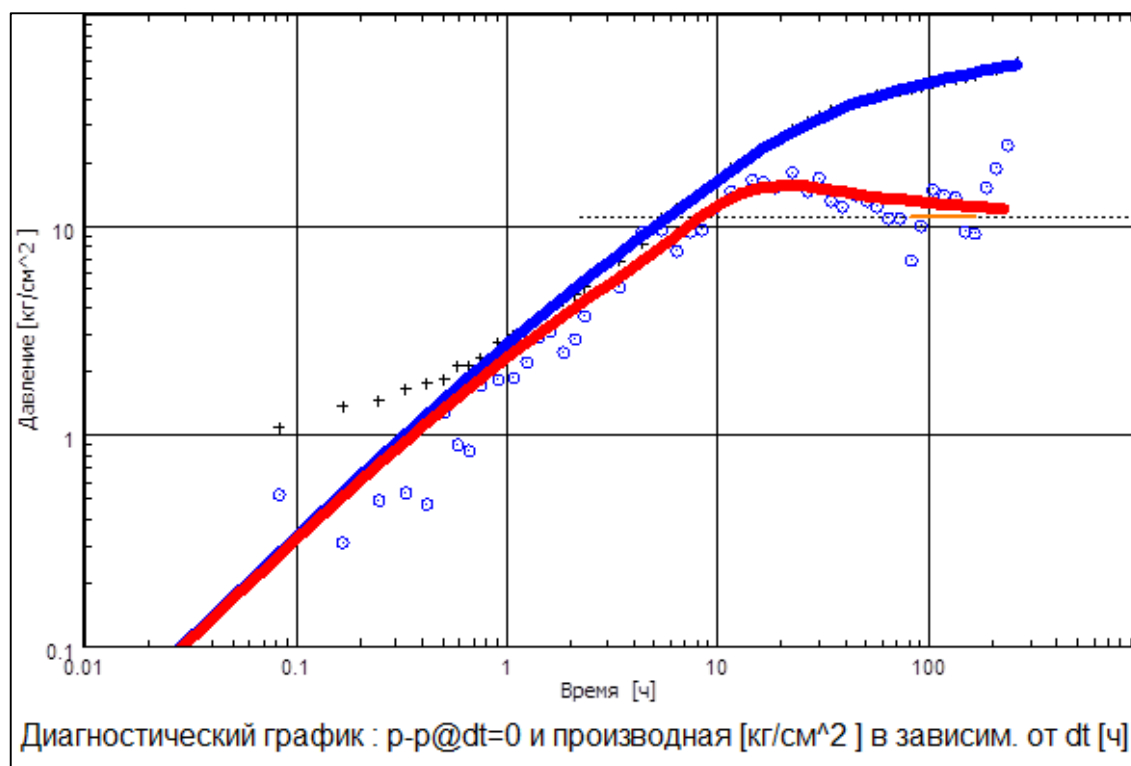


Рис. 3.1.8 – Изменение забойного давления и его производной во времени в билигарифмических координатах, скважина ХЮЗ-3, горизонт Ю-I-A

Скважина ХЮЗ-10. В 2023г на скважине проведены исследования методом КВД (рис. Замеры проводились в интервале перфорации 1923,0-1928,5; 1933,0-1935,5 м, прибором ГАМТ №533». Объект исследования – горизонт Ю-I-A.

Скважина на момент остановки 18.07.2021г в 17:08 работает с дебитом $8,75 \text{ м}^3/\text{сут}$ и обводненностью 8,0%. Результаты исследования КВД представлены в таблице 3.1.8.

Таблица 3.1.8 – Результаты исследования КВД скважины ХЮЗ-10, горизонт Ю-I-A

Наименование	Полученное значение по пласту
Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут} \times \text{кгс}/\text{см}^2)$	0,07
Гидропроводность, $(\text{мД} \cdot \text{м})/(\text{сПа})$	25,024
Пьезопроводность, $\text{см}^2/\text{с}$	63,66
Проницаемость, мД	1,850
Скин-фактор	3,02
Расчетное пластовое давление на глубине замера, МПа	19,47

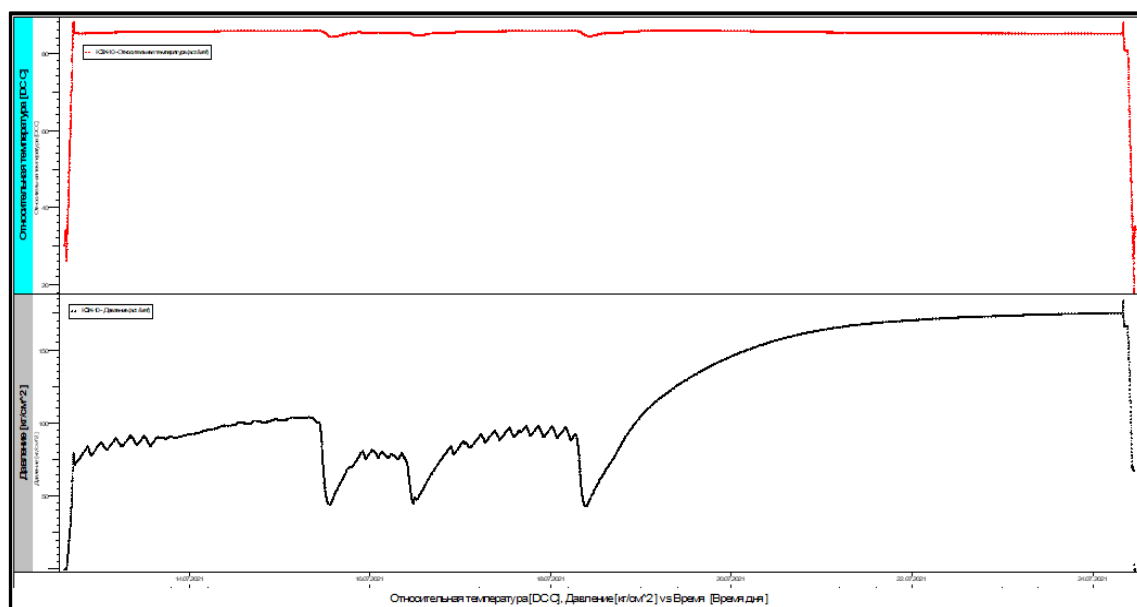


Рис. 3.1.9 – Изменение забойного давления и температуры во времени, скважина ХЮЗ-10, горизонт Ю-I-A

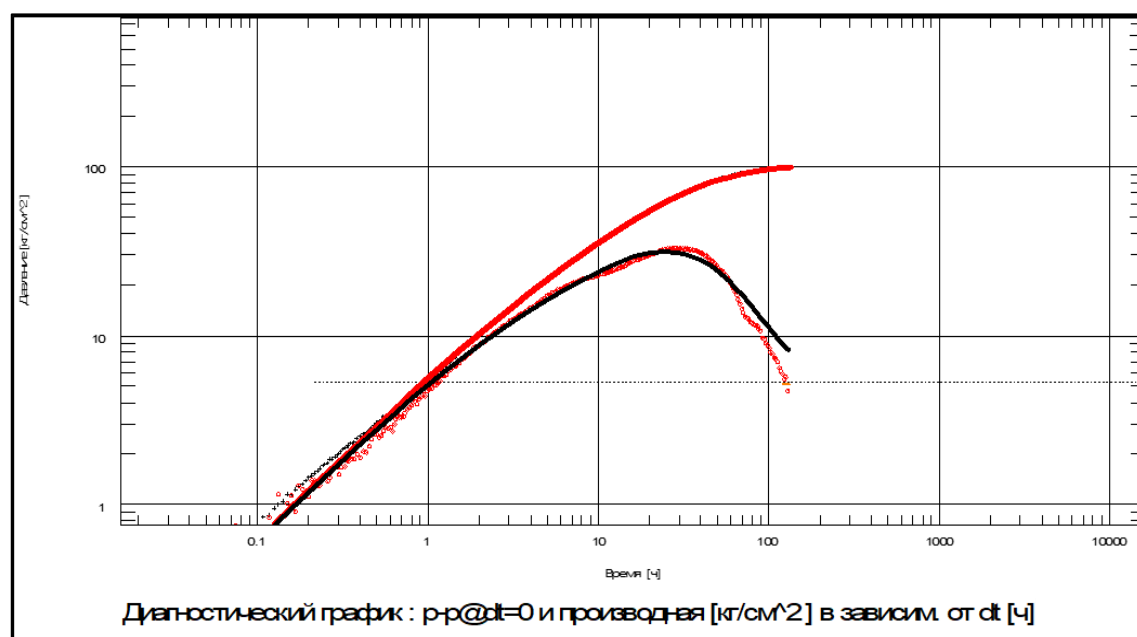


Рис. 3.1.10 – График КВД в билогарифмических координатах, скважина ХЮЗ-10, горизонт Ю-I-A

Объект IV. По объекту всего было проведено три исследования, из них методом МУО+КВД одно исследование и два исследования методом КВД, выполненных в скважинах ХЮЗ-2, ХЮЗ-9, ХЮЗ-12. Результаты проведенных исследований представлены ниже.

Скважина ХЮЗ-2. В 2020г на скважине проведены исследования методом КВД (рис. . Замеры проводились в интервалах перфорации 2056-2058м, 2059-2061м прибором «АЦМ-6 №5647». Объект исследования – горизонт Ю-II. Обводненность продукции скважины на момент анализируемой КВД составляет 59,33%.

Результаты исследования КВД представлены в таблице 3.1.9.

Таблица 3.1.9 – Результаты исследования КВД скважины ХЮЗ-2, горизонт Ю-П

Наименование	Полученное значение по пласту
Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут} \times \text{кгс}/\text{см}^2)$	5,112
Гидропроводность, $(\text{мД} \cdot \text{м})/(\text{сПз})$	789,65
Пьезопроводность, $\text{см}^2/\text{с}$	11288,7
Проницаемость, мД	45,46
Скин-фактор	-3,06
Расчетное пластовое давление на глубине замера, МПа	13,78

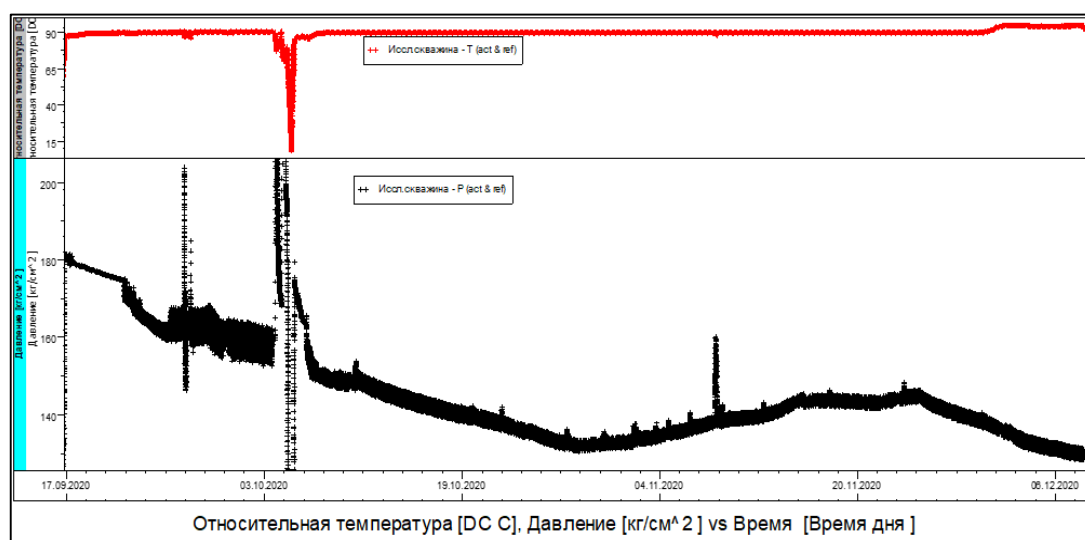


Рис. 3.1.11 – Изменение забойного давления и температуры во времени, скважина ХЮЗ-2, горизонт Ю-П

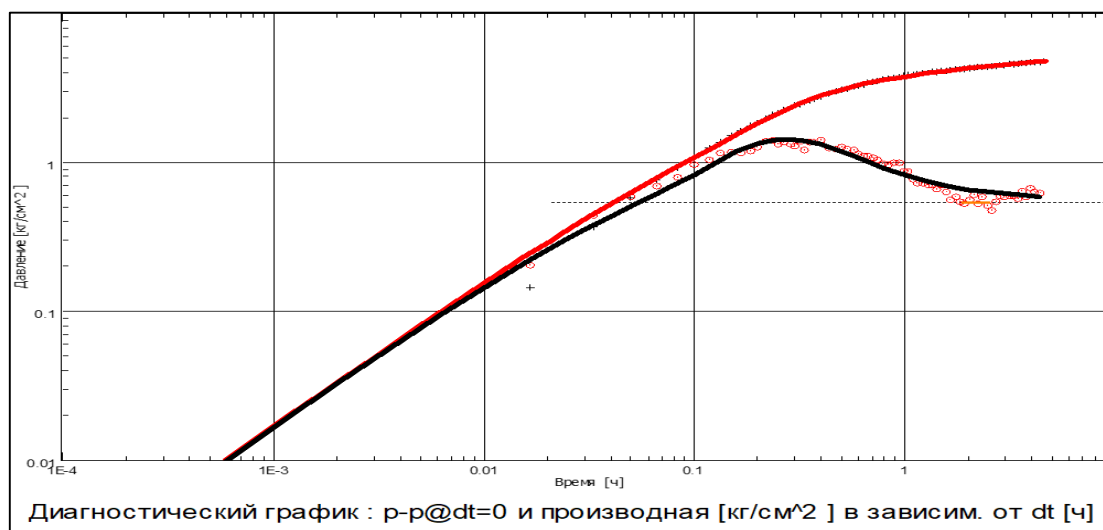


Рис. 3.1.12 – График КВД в билигарифмических координатах, скважина ХЮЗ-2, горизонт Ю-П

Скважина ХЮЗ-9. В 2020г на скважине проведены исследования методом МУО+КВД (рис. 3.1.13-3.1.15). Замеры проводились в интервалах перфорации 2046,5-2053м, 2054-2056 м прибором «ГС-АМТС №553». Объект исследования – горизонт Ю-П.

Скважина работает безводной нефтью (обводненность продукции во время работы на штуцерах составляет менее 1%).

Исследование МУО проводилось в период 21.10-28.10.2020г. После перевода скважины на штуцер 9 мм (27.10.2020г) 28.10.2020г в 18:00 скважина перестала фонтанировать и была закрыта на КВД до 04.11.2020г. Параметры используемых рабочих режимов при выполнении ГДИС на скважине и результаты исследования МУО+КВД представлены в таблице 3.1.10. Указанные забойное давление и температура замерены на глубине 2046,5 м.

Таблица 3.1.10 – Результаты исследования МУО и КВД скважины ХЮЗ-9, горизонт Ю-П

Наименование	Полученное значение по пласту
Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут} \times \text{кгс}/\text{см}^2)$	2,295
Гидропроводность, $(\text{мД} \cdot \text{м})/(\text{сПз})$	327,053
Пьезопроводность, $\text{см}^2/\text{с}$	$1,20\text{e}+03$
Проницаемость, мД	9,56
Скин-фактор	-4,37
Расчетное пластовое давление на глубине замера, МПа	14,27

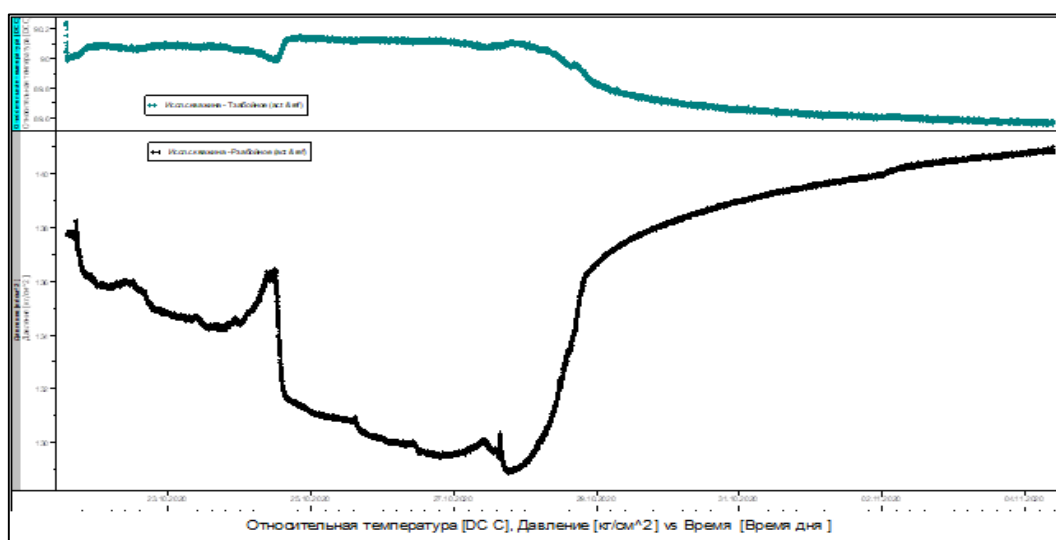


Рис. 3.1.13 – Изменение забойного давления и температуры во времени, скважина ХЮЗ-9, горизонт Ю-П

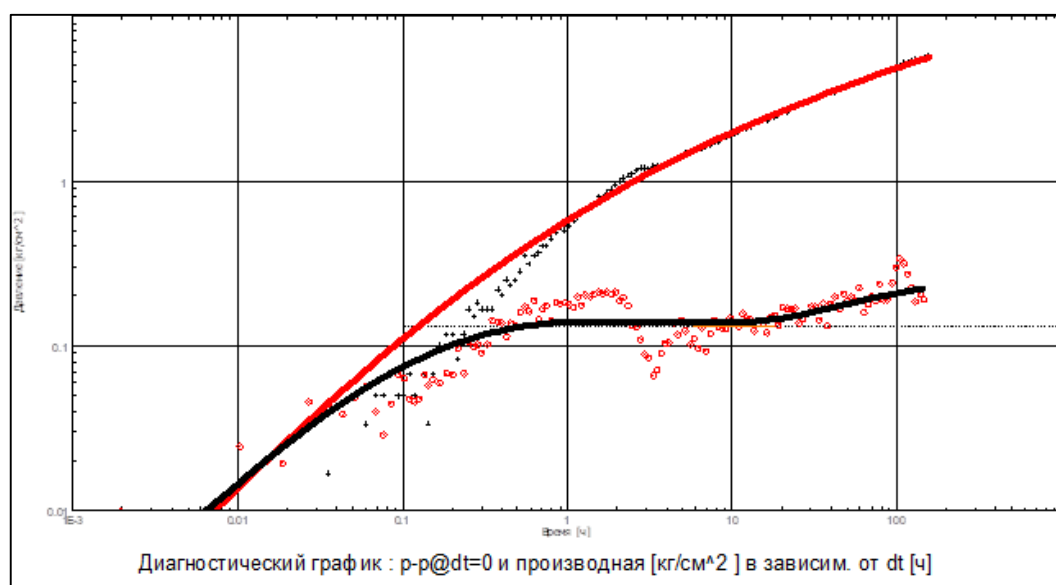


Рис. 3.1.14 – График КВД в билигарифмических координатах, скважина ХЮЗ-9, горизонт Ю-П

Индикаторная диаграмма построена по данным работы скважины на штуцерах 6, 7 и 8 мм при регистрации МУО (рис. 3.1.15). При построении индикаторной диаграммы не использовался неустановившийся режим работы скважины на штуцере 9 мм. Индикаторная диаграмма характеризуется линейностью во всем диапазоне созданных депрессий, небольшая вариативность в коэффициентах продуктивности связана с погрешностью измерения дебита скважины.

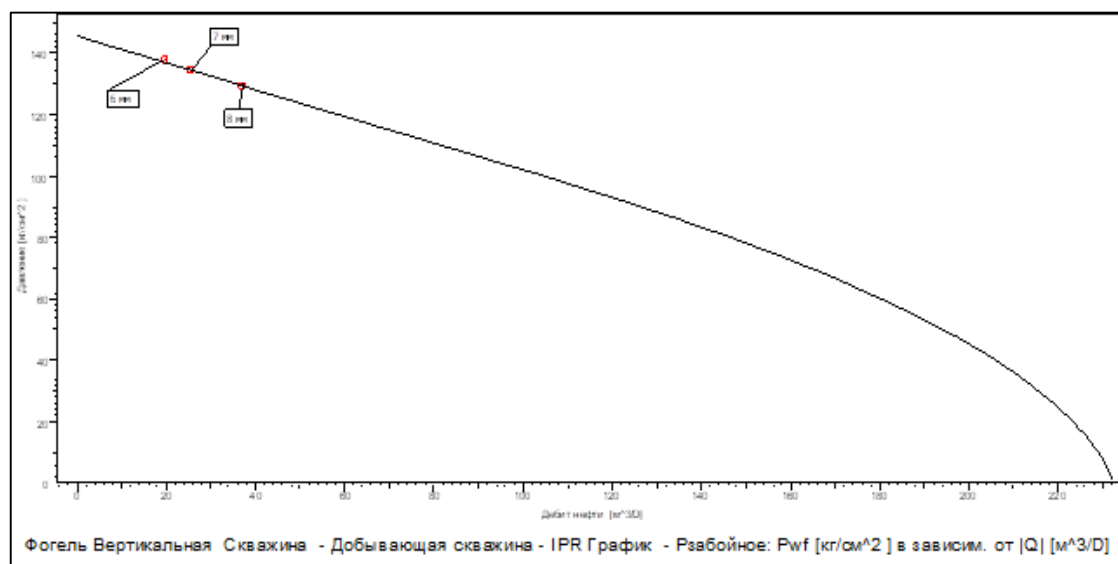


Рис. 3.1.15 – Индикаторная кривая в координатах P – Q, скважина ХЮЗ-9, горизонт Ю-П

Скважина ХЮЗ-12. В 2021г на скважине проведены исследования методом КВД. Замеры проводились в интервалах перфорации 1987,0-1990,5, 1995,0-1997,5 м прибором ГАМТ №533, 614». Объект исследования – горизонт Ю-П. Обводненность продукции скважины на момент анализируемой КВД составляет 50%.

Результаты исследования КВД представлены в таблице 3.1.11.

Таблица 3.1.11 – Результаты исследования КВД скважины ХЮЗ-12, горизонт Ю-П

Наименование	Полученное значение по пласту
Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут} \times \text{кгс}/\text{см}^2)$	3,19
Гидропроводность, $(\text{мД} \cdot \text{м})/(\text{сПз})$	1700,025
Пьезопроводность, $\text{см}^2/\text{с}$	5408,37
Проницаемость, мД	29,633
Скин-фактор	12,8
Расчетное пластовое давление на глубине замера, МПа	19

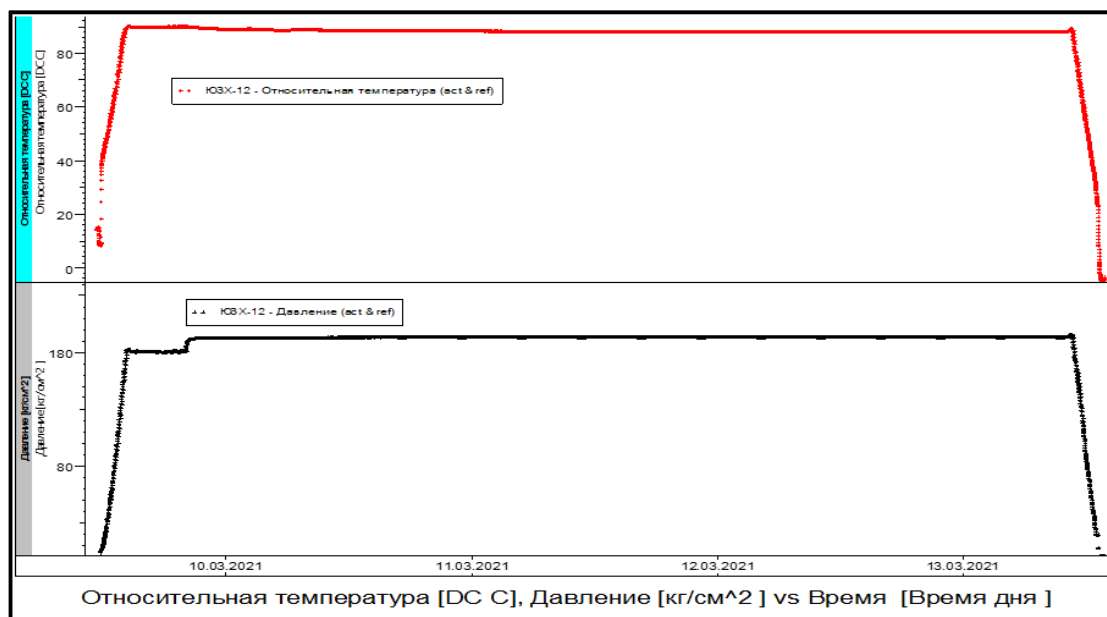


Рис. 3.1.16 – Изменение забойного давления и температуры во времени, скважина ХЮ3-12, горизонт Ю-II

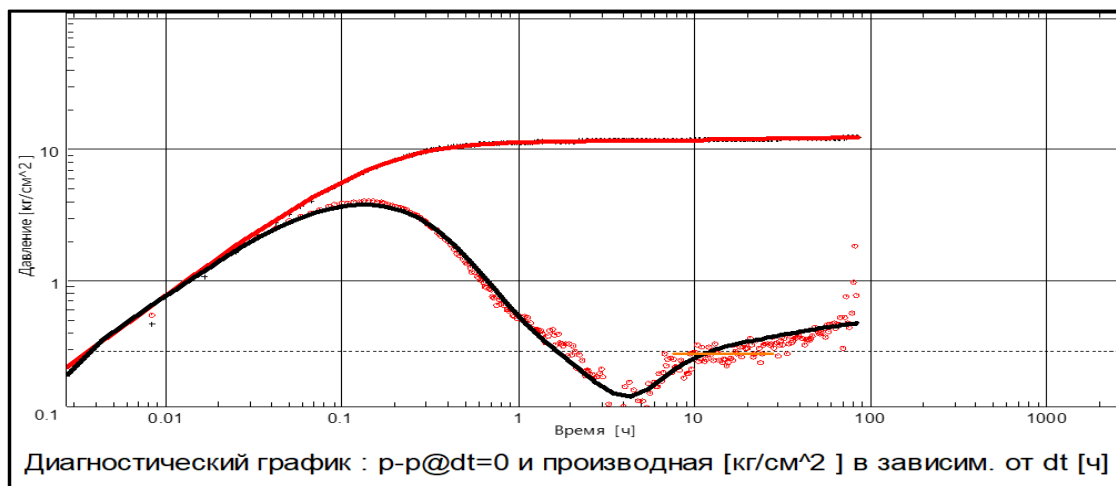


Рис. 3.1.17 – График КВД в билогарифмических координатах, скважина ХЮ3-12, горизонт Ю-II

3.1.1 Характеристика энергетического состояния

Для характеристики энергетического состояния залежей были использованы результаты прямых замеров пластовых давлений и температур, а также расчетных пластовых давлений, полученных по результатам записи КВД, выполненных в ходе опробования пластов и испытания скважин. Все эти исходные данные отражены в отчетах о проведении гидродинамических исследований на скважинах месторождения.

На месторождении, в соответствии с Программой мероприятий по контролю за энергетическим состоянием разрабатываемых объектов, проводились измерения пластовых давлений. В настоящем проекте анализируются данные по замерам давлений с 2020г по 2023г. В целом по месторождению за период 2020-2023гг были проведены измерения пластового давления и измерения забойного давления, выполненных при помощи глубинных манометров.

В 2020г по скважине ХЮЗ-2 был выполнен 1 прямой замер пластового давления. В 2021г замеры были проведены в четырех скважинах – ХЮЗ-2, ХЮЗ-11, ХЮЗ-8 и ХЮЗ-10 из них по скважине ХЮЗ-2 проведено один замер пластового давления, одиннадцать замеров в скважине ХЮЗ-11, два замера в скважине ХЮЗ-8 и три замера на скважине ХЮЗ-10. В 2022г замеры пластового давления были проведены в скважинах ХЮЗ-11, ХЮЗ-15, ХЮЗ-3. В 2023г замеры были проведены в скважинах: ХЮЗ-3, ХЮЗ-8, ХЮЗ-10, ХЮЗ-11, ХЮЗ-12 и ХЮЗ-13.

Динамика пластового давления по объектам представлена в таблице 3.1.12 и на рис. 3.1.18-21.

Объект I. Горизонт М-II, охарактеризован 3 прямыми замерами по скважинам ХЮЗ-8, ХЮЗ-7, ХЮЗ-12 ХЮЗ-14. При этом, среднее значение пластового давления по скважинам составило: по скважине ХЮЗ-8 – 15,0 МПа, по скважине ХЮЗ-7 – 15,0 МПа, по скважине ХЮЗ-12 – 14,0 МПа, на скважине ХЮЗ-14 – 15,9 МПа. Среднее пластовое давление составило 15,3 МПа.

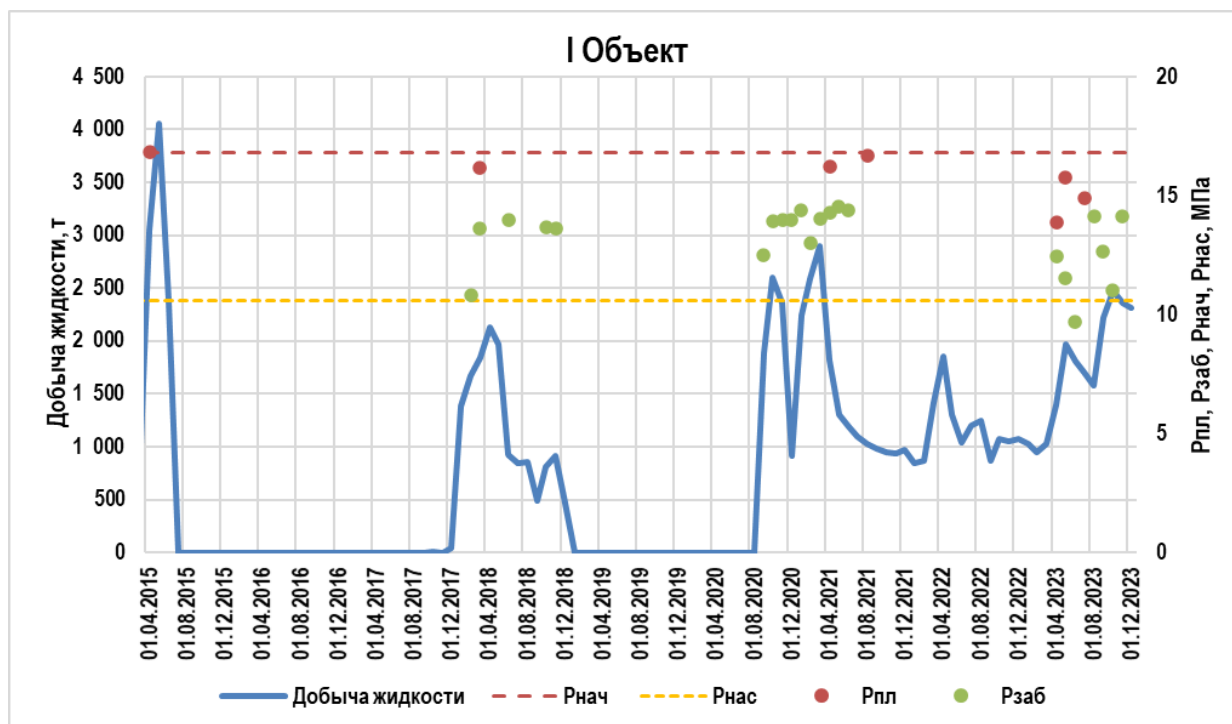


Рис. 3.1.18 – Динамика пластового давления по I объекту

Объект II. Горизонт Ю-0-2 охарактеризован на дату проекта одним прямым замером по скважине ХЮЗ-5 пластовое давление составило 16,9 МПа. Среднее пластовое давление составило 16,9 МПа.

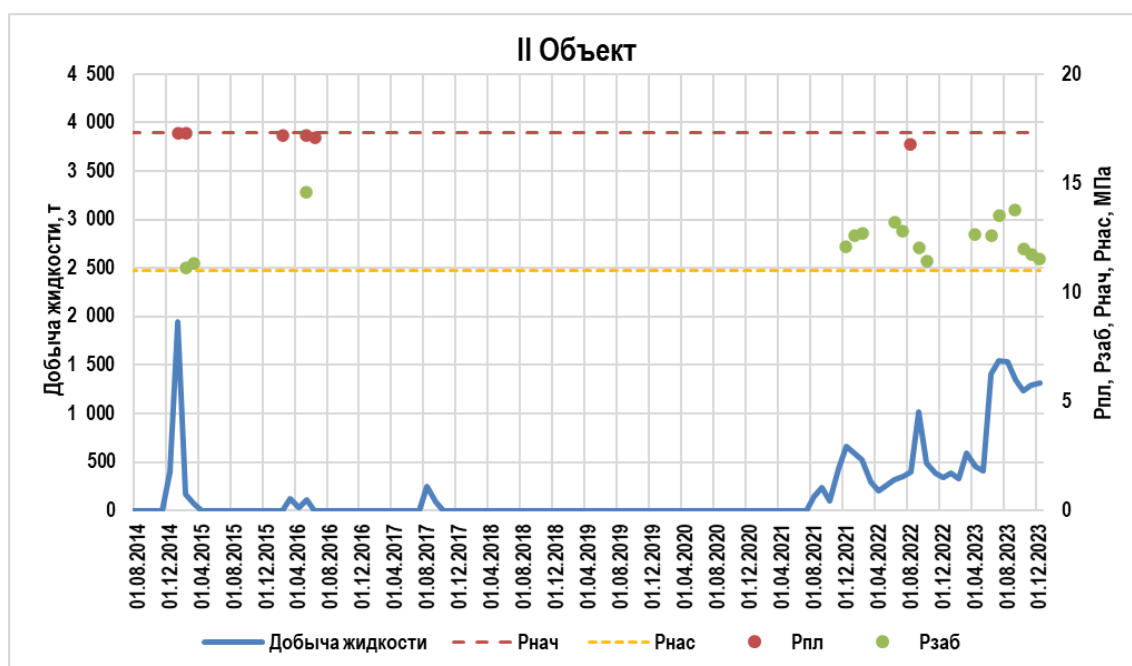


Рис. 3.1.19 – Динамика пластового давления по II объекту

Объект III. Охарактеризован прямыми замерами по скважинам ХЮЗ-3 и ХЮЗ-11. При этом, среднее значение пластового давления по скважинам составило: по скважине ХЮЗ-3 – 18,0 МПа, по скважине ХЮЗ-11 – 17,8 МПа. Среднее пластовое давление составило 17,8 МПа.

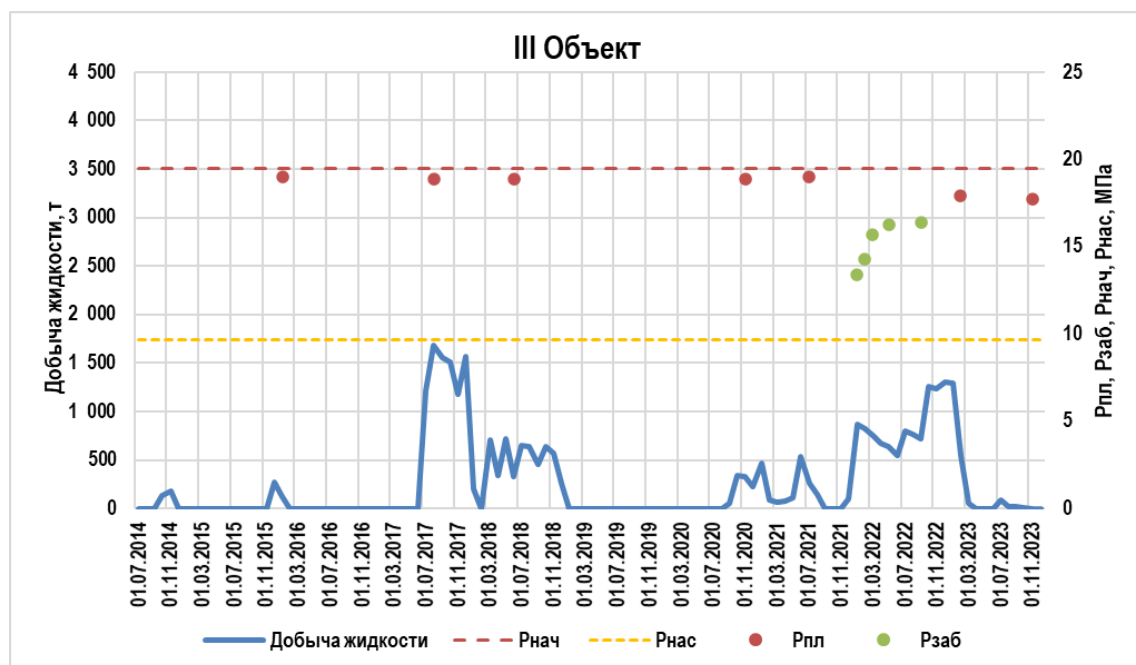


Рис. 3.1.20 – Динамика пластового давления по III объекту

Объект IV. Горизонт Ю-II охарактеризован 6 прямыми замерами по скважинам ХЮЗ-12, ХЮЗ-6, ХЮЗ-7 и ХЮЗ-8.

По скважине ХЮЗ-12 пластовое давление составило 18,9 МПа, на скважине ХЮЗ-6 - 16,9 МПа, на скважине ХЮЗ-7 - 16,8 МПа и на скважине ХЮЗ-8 – 16,8. Среднее пластовое давление сосатавило 16,8 МПа.

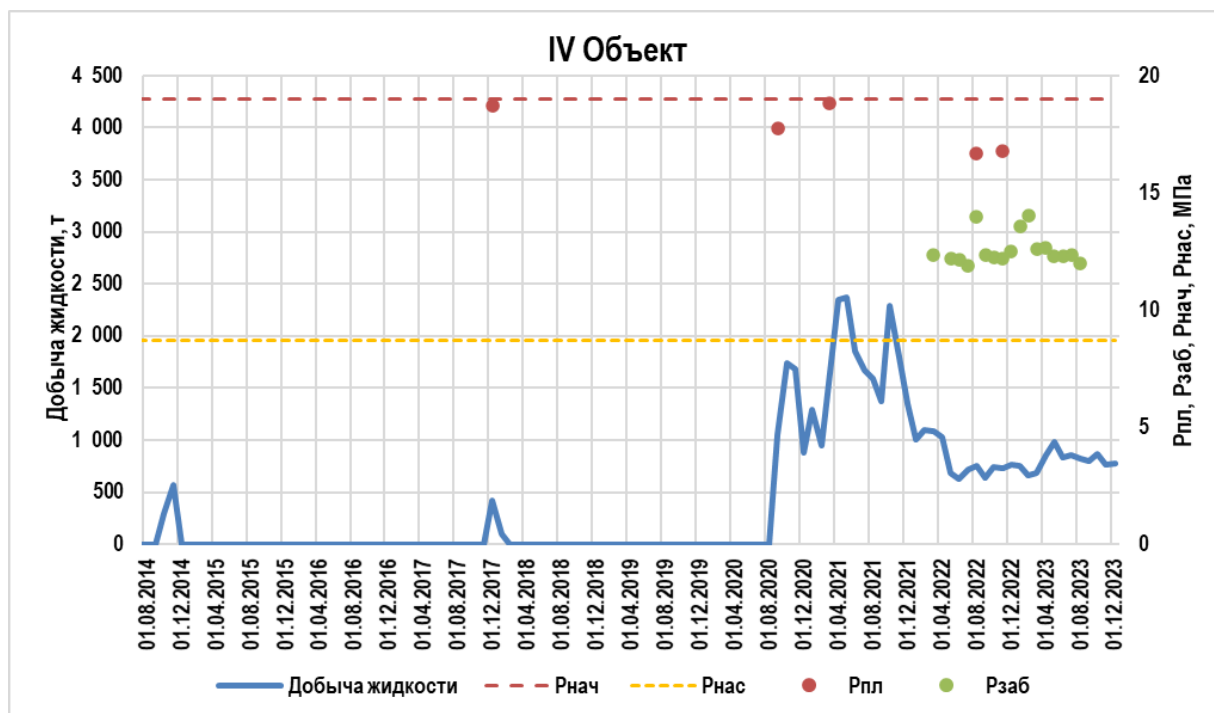


Рис. 3.1.21 – Динамика пластового давления по IV объекту

Таблица 3.1.12 - Динамика замеренного пластового давления по годам

Параметры	Годы			
	2020	2021	2022	2023
Объект I				
Кол-во измерений Рпл, ед	-	13	13	3
Среднее пластовое давление, МПа	-	16,6	6,6	15,3
Кол-во измерений Рзаб, ед	14	22	-	36
Среднее забойное давление, МПа	13,4	14	-	11,3
Объект II				
Кол-во измерений Рпл, ед	-	-	1	1
Среднее пластовое давление, МПа	-	-	17,9	16,9
Кол-во измерений Рзаб, ед	-	1	14	21
Среднее забойное давление, МПа	-	12,2	12,3	12,5
Объект III				
Кол-во измерений Рпл, ед	1	1	-	2
Среднее пластовое давление, МПа	19	19,1	-	17,8
Кол-во измерений Рзаб, ед	-	-	8	-
Среднее забойное давление, МПа	-	-	14,9	-
Объект IV				
Кол-во измерений Рпл, ед	1	1	3	-
Среднее пластовое давление, МПа	17,9	18,9	16,8	-
Кол-во измерений Рзаб, ед	-	-	21	29
Среднее забойное давление, МПа	-	-	12,5	12,7

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

В 2020г согласно проектному документу «Проект разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный» (Протокол ЦКРР от 25.06.2020г №2/9) выделены следующие эксплуатационные объекты:

- I объект – залежь горизонта М-II (блок I);
- II объект – залежи горизонтов Ю-0-1 и Ю-0-2 (блок I);
- III объект – залежь горизонта Ю-I-A (блок I);
- IV объект – залежь горизонта Ю-I-A (блок III);
- V объект – залежь горизонта Ю-0-2 (блок II).

В 2022г был утвержден отчет «Перевод и уточнение запасов нефти и растворенного газа месторождения Хаиркелды Юго-Западный... на 02.01.2022г» (протокол ГКЗ от 18.11.2022г №2476-22-У), в рамках которого на месторождении были выделены два новых горизонта: Ю-0-3 и Ю-0-4 [16]

В 2023г был утвержден «Анализ разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный» по состоянию на 01.07.2022г (протокол ЦКРР от 12.01.2023г №36/12), в рамках которого были выделены нижеследующие объекты [15]:

- I объект – залежь М-II;
- II объект – залежи Ю-0-1 + Ю-0-2;
- III объект – залежи Ю-I-A + Ю-I-B;
- IV объект – залежи Ю-II.

Исходя из того, что несмотря на более позднюю дату составления отчета по Анализу разработки, в него не вошли новые горизонты Ю-0-3 и Ю-0-4 с запасами промышленной категории С₁, выделенные в рамках утвержденного ГКЗ в конце 2022г отчета по Переводу запасов, в настоящем проекте анализ текущего состояния разработки выполнен с учетом добычи из данных горизонтов.

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

По состоянию на 01.01.2024г на месторождении пробуренный фонд скважин составляет 16 ед., в т.ч. в действующем добывающем фонде – 7 ед. (ХЮЗ-1, ХЮЗ-9, ХЮЗ-10, ХЮЗ-12, ХЮЗ-13, ХЮЗ-14, ХЮЗ-16), из них в простое – 1ед. (ХЮЗ-3), в бездействии – 3 ед. (ХЮЗ-7, ХЮЗ-8, ЮЗХ-11), в консервации – 2 ед. (ХЮЗ-5, ХЮЗ-6), в наблюдательном фонде – 3 ед. (ХЮЗ-2, ХЮЗ-4, ХЮЗ-15).



Рис. 3.2.1 – Распределение пробуренного фонда скважин по категориям

Скважины ХЮЗ-1, ХЮЗ-2 пробурены в 2014г с глубинами 2045 м, 2090 м соответственно, согласно «Дополнению №2 к проекту поисково-разведочных работ на нефть и газ на Контрактной территории ТОО «KAZPETROL GROUP». Скважины ХЮЗ-3, ХЮЗ-4, ХЮЗ-5 пробурены в 2015г с глубинами 2105м, 2100м, 2095м соответственно, согласно «Проекту оценочных работ месторождения Хаиркелды Юго-Западный». Скважины ХЮЗ-6, ХЮЗ-7, ХЮЗ-8, ХЮЗ-9 пробурены в 2017г с глубинами 2045м, 2055м, 1885м и 2091м соответственно, согласно «Проекту пробной эксплуатации месторождения Хаиркелды Юго-Западный». Скважины ХЮЗ-10 и ХЮЗ-12 пробурены в 2021г с глубинами 2035м, 2025м, скважина ХЮЗ-11 была пробурена в 2020г с глубиной 2082м. Скважины ХЮЗ-13, ХЮЗ-14, ХЮЗ-15 пробурены в 2022г с глубинами 2025м, 2063м и 2084,4 соответственно. В 2023г была пробурена ХЮЗ-16 с глубиной 2051м. Все эти скважины были пробурены в соответствии с «Проектом разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный».

В таблице 3.2.1 приведены сведения о характеристике фонда скважин и их распределение по эксплуатационным объектам и горизонтам.

Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2024г

Категория скважин		Эксплуатационные объекты				Всего
		I	II	III	IV	
		М-II	Ю-0-1; Ю-0-2; Ю-0-3; Ю-0-4	Ю-I-A; Ю-I-B	Ю-II	
Фонд добывающих скважин	Действующие	4 (№№ 10, 12, 14, 16)	2 (№№ 1, 13)	-	1 (№9)	7
	В простое	-	-	1 (№3)	-	1
	В б/д	3 (№№ 7, 8, 11)	-	-	-	3
	Фонтан	1 (№16)	-	-	-	1
	ПГН	3 (№№ 10, 12, 14)	2 (№№ 1, 13)	1 (№3)	1 (№9)	7
Наблюдательный фонд		1 (№15)	1 (№4)	-	1 (№2)	3
В консервации		1 (№6)	1 (№5)	-	-	2
Итого пробуренный фонд		№№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16				16

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и жидкости по эксплуатационным объектам и в динамике по годам представлено в таблицах 3.2.2-3.2.3. Как видно из этих таблиц, большинство скважин эксплуатируются с дебитами нефти от 10 до 30 т/сут. По объектам наиболее высокие среднегодовые дебиты нефти за 2023г получены по скважинам II и III эксплуатационных объектов.

На дату проекта **по I эксплуатационному объекту** (горизонт М-II) добывающие скважины ХЮЗ-10, ХЮЗ-12, ХЮЗ-14, ХЮЗ-16 эксплуатируются с дебитами нефти в диапазоне от 5 до 30 т/сут. При этом, средний дебит нефти составил: по скважине ХЮЗ-10 – 2,8 т/сут, по скважине ХЮЗ-12 – 12,5 т/сут, по скважине ХЮЗ-14 - 8,8 т/сут. Скважина ХЮЗ-16 эксплуатируется с дебитом нефти 23,8 т/сут. Все скважины работают с высоким коэффициентом эксплуатации.

Добывающий фонд II эксплуатационного объекта (горизонты Ю-0-1; Ю-0-2; Ю-0-3; Ю-0-4) включает 2 скважины (ХЮЗ-1, ХЮЗ-13). На дату проекта скважина ХЮЗ-1 эксплуатируется с дебитом нефти 17,5 т/сут, а скважина ХЮЗ-13 – 8 т/сут.

III эксплуатационный объект разрабатывается только 1 скважиной ХЮЗ-3 (горизонты Ю-I-A, Ю-I-B). На дату составления настоящего проекта, скважина находится в простое и разрабатывается в периодичном режиме с средним дебитом нефти 5,8 т/сут.

IV объект (горизонт Ю-II) разрабатывается только скважиной ХЮЗ-9, эксплуатирующейся с дебитом нефти 14,3 т/сут.

Из распределения скважин по обводненности (табл. 3.2.4-3.2.5) видно, что на дату проекта на I объекте эксплуатируются 4 добывающие скважины (ХЮЗ-10, ХЮЗ-12, ХЮЗ-14, ХЮЗ-16): скважина ХЮЗ-16 – с обводненностью 4,4%, скважина ХЮЗ-12 с обводненностью 61,9%, скважины ХЮЗ-10 и ХЮЗ-14 – с обводненностью продукции в пределах 15-30%.

На II объекте из 2 действующих добывающих скважин скважина ХЮЗ-1 работает с обводненностью 52,2%, а скважина ХЮЗ-13 с обводненностью выше 3,1%.

На III объекте скважина ХЮЗ-3 эксплуатируется с обводненностью 30,4%.

На IV объекте добывающая скважина ХЮЗ-9 эксплуатируется с обводненностью продукции 43,9%. В сравнении с предыдущим годом, обводненность продукции скважины увеличилась на 4,1%.

Средняя обводнённость продукции по месторождению снизилась с 51,9% в 2022 г до 44,1 % в 2023г.

Таблица 3.2.2 – Распределение фонда скважин по дебитам нефти и жидкости по эксплуатационным объектам на 01.01.2024г

Годы	Фонд добывающих скважин		Средний дебит, т/сут		Диапазон измен-я дебитов нефти и жидкости, т/сут									
					<5		5-10		10-30		30-50		>50	
	эксп.	действ.	нефти	жид-ти	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж
I	7	4	13,0	24,0	0	0	2	1	2	2	0	1	0	0
II	2	2	8,8	13,0	0	0	1	1	1	0	0	1	0	0
III	1	0	5,8	25,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IV	1	1	14,3	26,8	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0

Таблица 3.2.3 - Динамика распределения фонда скважин по дебитам нефти и жидкости месторождения в целом за 2020-2023гг

Годы	Фонд добывающих скважин		Средний дебит, т/сут		Диапазон измен-я дебитов нефти и жидкости, т/сут									
					<5		5-10		10-30		30-50		>50	
	эксп.	действ.	нефти	жид-ти	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж
2020	6	6	20,1	33,7	3	0	0	1	1	2	2	2	0	1
2021	8	6	15,2	25,4	1	0	0	0	3	3	1	2	1	1
2022	9	6	10,9	22,6	2	2	2	1	2	1	0	2	0	0
2023	11	7	11,2	20,1	0	0	3	2	4	3	0	2	0	0

Таблица 3.2.4 – Распределение фонда скважин по обводненности продукции эксплуатационных объектов на 01.01.2024г

Объект	Фонд добывающих скважин		Средняя обводн-сть, %	Диапазон изменения обводненности, %			
	эксп.	действ.		0-10	10-60	60-90	>90
I	7	4	45,9	0	3	1	0
II	2	2	32,6	1	1	0	0
III	1	0	76,8	0	0	0	0
IV	1	1	46,6	0	1	0	0

Таблица 3.2.5 - Динамика распределения фонда добывающих скважин по обводненности продукции месторождения в целом за 2020-2023гг

Годы	Фонд добывающих скважин		Средняя обводн-сть, %	Диапазон изменения обводненности, %			
	эксп.	действ.		0-10	10-60	60-90	>90
2020	6	6	40,3	1	1	4	0
2021	8	6	40,3	3	1	2	0
2022	9	6	51,9	2	2	2	0
2023	11	7	44,1	1	5	1	0

Характеристика отборов нефти, жидкости и газа

На дату составления проекта по месторождению в целом отобрано 105,7 тыс.т нефти, 182,1 тыс.т жидкости и 10,6 млн.м³ газа.

Графики разработки по месторождению в целом и эксплуатационным объектам представлены на рисунках 3.2.2-3.2.6.

Ниже приводится краткая характеристика состояния разработки по объектам.

I эксплуатационный объект (горизонт М-II), содержащий 11,2% утвержденных НИЗ нефти промышленной категории месторождения, разрабатывается с 2015г. Горизонт М-II включает в себя один блок I.

В 2020г по I эксплуатационному объекту годовые показатели добычи нефти и жидкости составили 4,9 и 7,8 тыс.т, соответственно, при добывающем фонде 2 скважины, среднегодовом дебите нефти 28,8 т/сут и дебите жидкости 45,9 т/сут. Средняя обводненность продукции составила 37,4%. Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по объекту составил 5,9%. Текущий КИН достиг 0,017 д.ед. Средний газовый фактор (ГФ) составил 178 м³/т.

В 2021г наблюдается увеличение годовой добычи нефти и жидкости до уровня 7,3 и 18,0 тыс.т соответственно, так как на объект введены еще 2 скважины (ХЮЗ-7, ХЮЗ-11). Скважина ХЮЗ-7 введена переводом из III объекта, а скважина ХЮЗ-11 – из эксплуатационного бурения (в переодическом режиме работы). Среднегодовой дебит нефти по объекту составил 10,8 т/сут, обводненность продукции – 59,7%. Средний газовый фактор снизился и составил 38,7 м³/т.

В 2022г по объекту добыча нефти снизилась до уровня 4,6 тыс.т, добыча жидкости - до уровня 13,8 тыс.т, так как скважины ХЮЗ-7, ХЮЗ-8 были переведены в бездействующий фонд перевелись в бездействующий фонд из-за высокой обводненности, а скважина ХЮЗ-11 эксплуатировалась в переодическом режиме. Среднегодовой дебит нефти составил 12,8 т/сут, при обводненности добываемой продукции на уровне 66,7%. Средний ГФ составил 36,4 м³/т.

В 2023г по объекту за счет повышения среднего дебита нефти до 13 т/сут, добыча нефти по сравнению с предыдущим годом увеличилась на 6,7 тыс.т и составила 11,3 тыс.т. Обводненность продукции снизилась до 45,9%. Это связано с тем, что в действующих скважинах проводились КРС, РИР, ПВЛГ. Скважины ХЮЗ-10, ХЮЗ-12, ХЮЗ-14 и ХЮЗ-16 были введены на данный объект переводом из нижележащего юрского объекта. На скважине ХЮЗ-1 проводились РИР с закачкой гидрофобизатора с закреплением ЦМ, но после мая 2023г скважина была переведена на нижележащий объект (горизонт Ю-0-2). Средний ГФ повысился и составил 347,5 м³/т. Значения ГФ скачет из-за переходов скважин на других объектов.

II эксплуатационный объект (горизонты Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4), содержащий 14,7% утвержденных НИЗ нефти промышленной категории месторождения, разрабатывается с 2014г. Горизонт Ю-0-1 включает в себя 2 подблока одного блока I: подблок I^{II} и подблок III^{III} блока I. Горизонт Ю-0-2 включает в себя 2 подблока одного блока I: подблок I^{II} и подблок III^{III} блока I. Горизонт Ю-0-3 включает в себя 1 подблока одного блока I: подблок I^{II} блока I. Также горизонт Ю-0-4 включает в себя 1 подблока одного блока I: подблок I^{II} блока I.

В 2020г скважины на II объекте были временно закрыты на консервацию, добыча нефти и жидкости не производилась.

В 2021г добыча нефти и жидкости по II объекту составили 1,3 и 1,6 тыс.т соответственно, при средних дебитах нефти и жидкости 13,9 и 16,3 т/сут соответственно, и средней обводненности продукции 15%. Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти по объекту составил 4,5%. Текущий КИН достиг 0,005 д.ед. Средний ГФ составил 120 м³/т.

В 2022г наблюдается увеличение годовой добычи нефти и жидкости до уровня 4,0 и 4,5 тыс.т соответственно, так как на объект введены скважина ХЮЗ-13 из эксплуатационного бурения и скважина ХЮЗ-14 переводом из III объекта (горизонт Ю-I-A). На скважине ХЮЗ-10 проводился КРС (замена ШГН). Среднегодовой дебит нефти по объекту снизился и составил 8,3 т/сут, при этом средняя обводненность продукции также снизилась и составила 10,5%. Средний ГФ составил 111 м³/т.

В 2023г средний дебит нефти практически остался на прежнем уровне и составил 8,8 т/сут, добыча нефти по сравнению с предыдущим годом увеличилась на 3,5 тыс.т и составила 7,6 тыс.т. Увеличение добыча нефти обусловлено с проведением в скважине ХЮЗ-13 ремонтных работ по ОГН. Наблюдается рост обводненности продукции до 32,6%. Добыча жидкости составляет 11,3 тыс.т. Среднегодовой ГФ составил 108,2 м³/т.

III эксплуатационный объект (горизонты Ю-I-A, Ю-I-B), содержащий 14,2% утвержденных НИЗ нефти месторождения, находится в разработке с 2014г. Горизонт Ю-I-A включает в себя 2 подблока двух блоков и один блок: подблок I^{II} блока I, блок II и подблок III^{III} блока III. Горизонт Ю-I-B включает в себя 2 подблока двух блоков: подблок I^I блока I, подблок III^{III} блока III.

За 2020г по объекту добыто 0,2 тыс.т нефти и 0,9 тыс.т жидкости, при обводненности продукции скважин 82,9%. Среднегодовой дебит нефти на 1 скважину составил 1,9 т/сут. Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти по объекту составил 9%. Текущий КИН достиг 0,012 д.ед.. Среднегодовой ГФ составил 133,9 м³/т.

В 2021г в целом по объекту добыча нефти по сравнению с предыдущим годом увеличилась на 0,8 тыс.т и составила 1 тыс.т., так как на скважине ХЮЗ-10 проводился ремонтные работы (свабирование, ОГВ с добавлением сулфанола). Скважина ХЮЗ-12 переведено из IV объекта. Обводненность продукции снизилась на уровень до 45,8%, среднегодовой дебит 1 скважины по нефти – 4,2 т/сут, по жидкости – 7,8 т/сут. Среднегодовой ГФ составил 44,0 м³/т. Не достижение проектных показателей за 2021г связано с не внедрением скважины №10 и №11, так же скважины № 3 и №7 перевелись в бездействующий фонд из-за высокой обводненности. Скважина №12 в декабре 2021г перевелась с IV объекта и находится в испытании на III объекте.

В 2022г по объекту добыча нефти увеличилась на 2,7 тыс.т и составила 3,2 тыс.т, что обусловлено большим количеством отработанных дней. По скважину №ХЮЗ проведены ремонтные работы по свабирование. Обводненность продукции увеличилась до 64,3%. Среднегодовой ГФ составил 47,1 м³/т.

В 2023г в целом по объекту наблюдается снижение годовой добычи нефти и жидкости до уровня 0,5 и 2,0 тыс.т соответственно, обусловленное уменьшением коэффициента использования добывающих скважин. Среднегодовой дебит нефти составил 5,8 т/сут, обводненность продукции увеличилась до 76,8%. Среднегодовой ГФ составил 61,3 м³/т.

IV эксплуатационный объект (горизонт Ю-П), содержащий 40,7% утвержденных НИЗ нефти промышленной категории месторождения, находится в разработке с 2014г. Горизонт Ю- П включает в себя 1 подблока одного блока I и один блок II: подблок I^П блока I и блок II.

В 2020г в целом по объекту добыто 3,4 тыс.т нефти, при добывающем фонде 2 скважин (№№ ХЮЗ-2, ХЮЗ-9), среднем дебите нефти 20,9 т/сут. Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти по объекту составил 6,2%. Текущий КИН достиг 0,010 д.ед. Среднегодовой ГФ составил 73,6 м³/т.

В 2021г добыча нефти увеличилась на 12,1 тыс.т и составила 15,5 тыс.т, что обусловлено большим количеством отработанных дней. На скважине ХЮЗ-2 проводилась изоляция цементным мостом, после перевелась в наблюдательный фонд из-за высокой обводненности, а на скважине ХЮЗ-9 проводилась ОГН. Дебит нефти составил 23,8 т/сут, обводненность продукции снизилась до уровня 24,8%. Среднегодовой ГФ составил 34,2 м³/т.

В 2022г по объекту добыча нефти по сравнению с предыдущим годом снизилась на 9,3 тыс.т и составила 6,2 тыс.т., так как объект в этот год эксплуатируется 1 добывающим скважинам (№ХЮЗ-9). Средний дебит нефти составил 17,4 т/сут, также наблюдается повышение обводненность продукции-37,2%. Среднегодовой ГФ составил 38,4 м³/т.

В 2023г в целом по объекту наблюдается снижение годовой добычи нефти и жидкости до уровня 5,1 и 9,6 тыс.т соответственно, обусловленное снижением среднегодового дебита нефти до 14,5 т/сут и ростом обводненности до 46,4%. Средний ГФ составил 107 м³/т.

По месторождению в целом

За 2020г по месторождению добыто 8,4 тыс.т нефти, 14,1 тыс.т жидкости. Фонд действующих скважин составил 6 ед. при добывающем фонде 6 ед. Текущий КИН достиг 0,012д.ед. Обводненность продукции скважин составила 40,3%, темп отбора от НИЗ – 1,3%, среднегодовой дебит 1 скважины по нефти составил 20,1 т/сут, по жидкости 33,7 т/сут.

В 2021г было добыто 25,0 тыс.т нефти, что на 16,6 тыс.т больше показателя предыдущего года. Добыча жидкости составила 41,9 тыс.т. Увеличение годовой добычи нефти

обусловлено большим количеством отработанных дней. При этом обводненность продукции не изменилась и составила 40,3%. Темп отбора от НИЗ составил 4,0%, текущий КИН – 0,019 д.ед.

В **2022г** по месторождению добыто 18,6 тыс.т нефти и 38,6 тыс.т жидкости. Фонд действующих добывающих скважин составил 6 ед., при добывающем фонде 8 ед. Уменьшение годовой добычи нефти и жидкости обусловлено снижением средних дебитов нефти и жидкости (до 10,9 и 23,6 т/сут, соответственно) и ростом обводненности до 51,9%. Темп отбора от НИЗ составил 3%. Текущий КИН достиг 0,025 д.ед.

За **2023г** наблюдается увеличение добычи нефти и жидкости до уровня 24,5 и 43,8 тыс.т соответственно, обусловленное увеличением среднего дебита добывающих скважин. Средний дебит 1 скважины по нефти составил 11,2 т/сут, по жидкости – 20,1 т/сут, при обводненности продукции 44,1%, сниженной по сравнению с предыдущим годом благодаря выполнению РИР. Темп отбора от НИЗ составил 16,9%, текущий КИН – 0,032 д.ед.

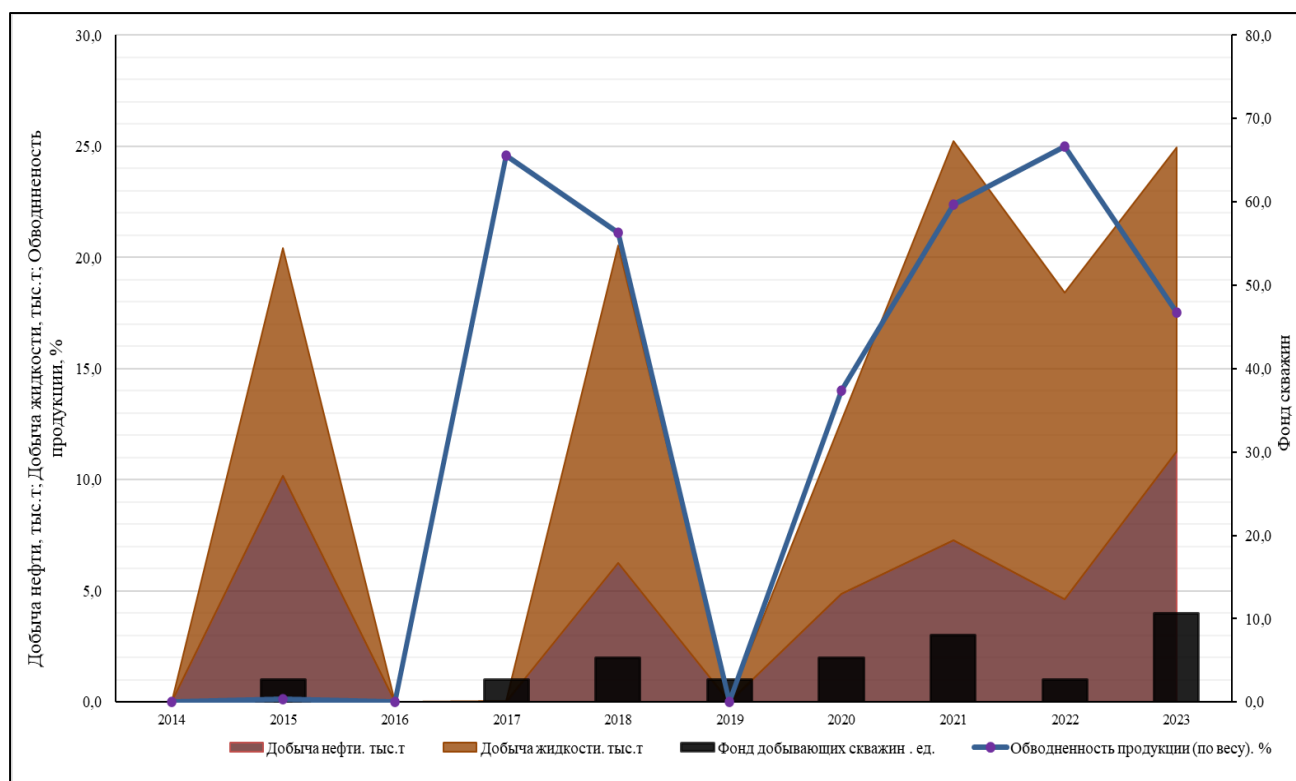


Рис. 3.2.2 – График разработки по I объекту

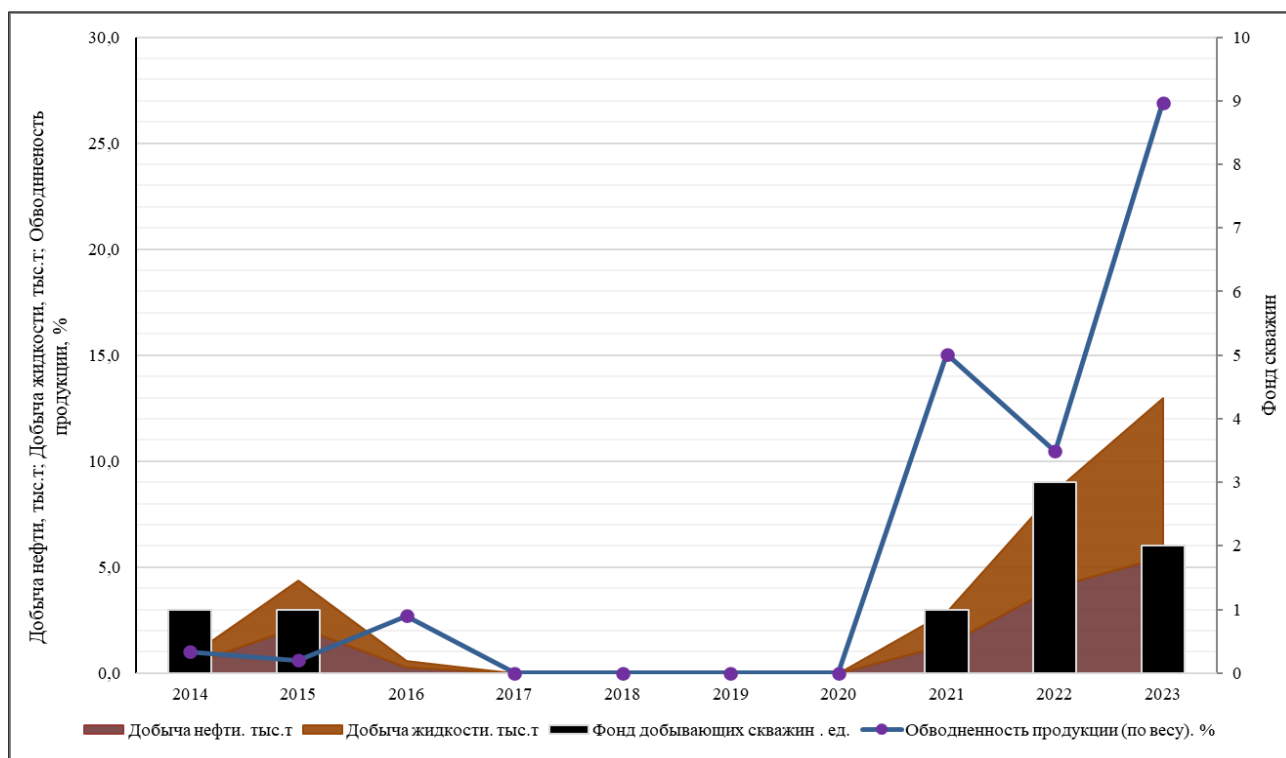


Рис. 3.2.3 – График разработки по II объекту

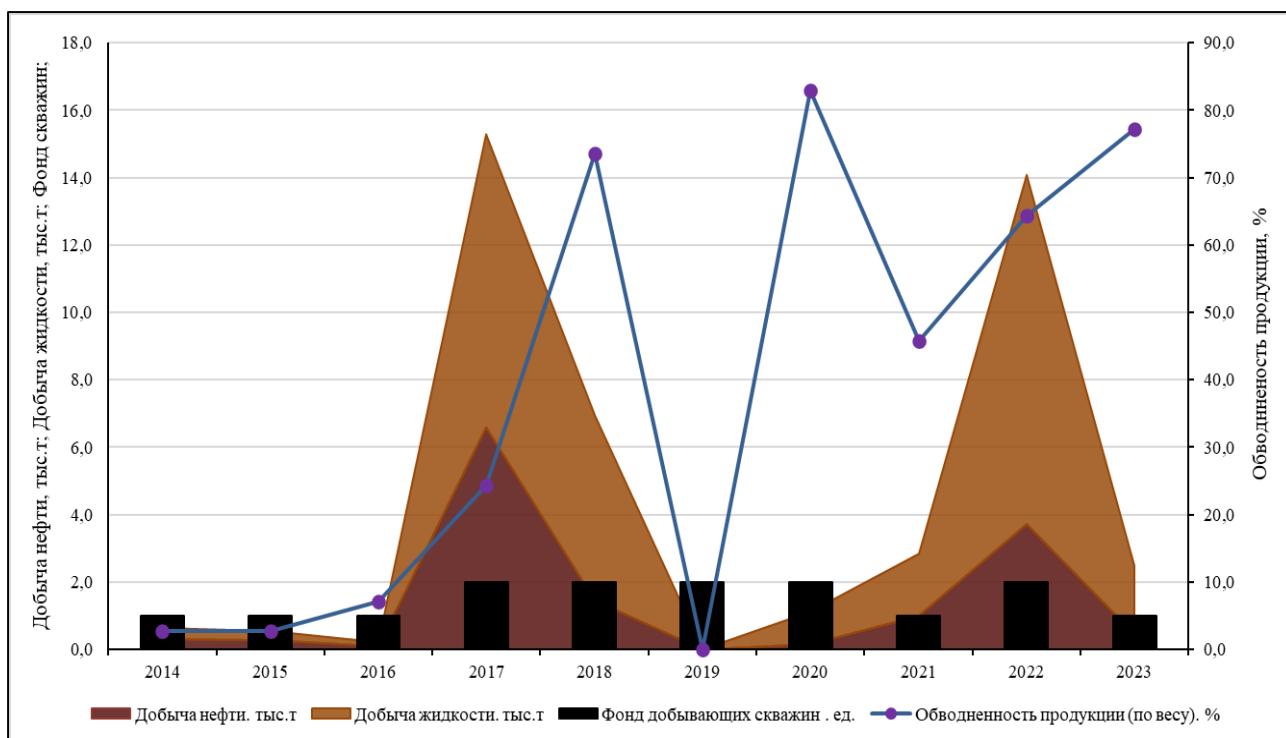


Рис. 3.2.4 – График разработки по III объекту

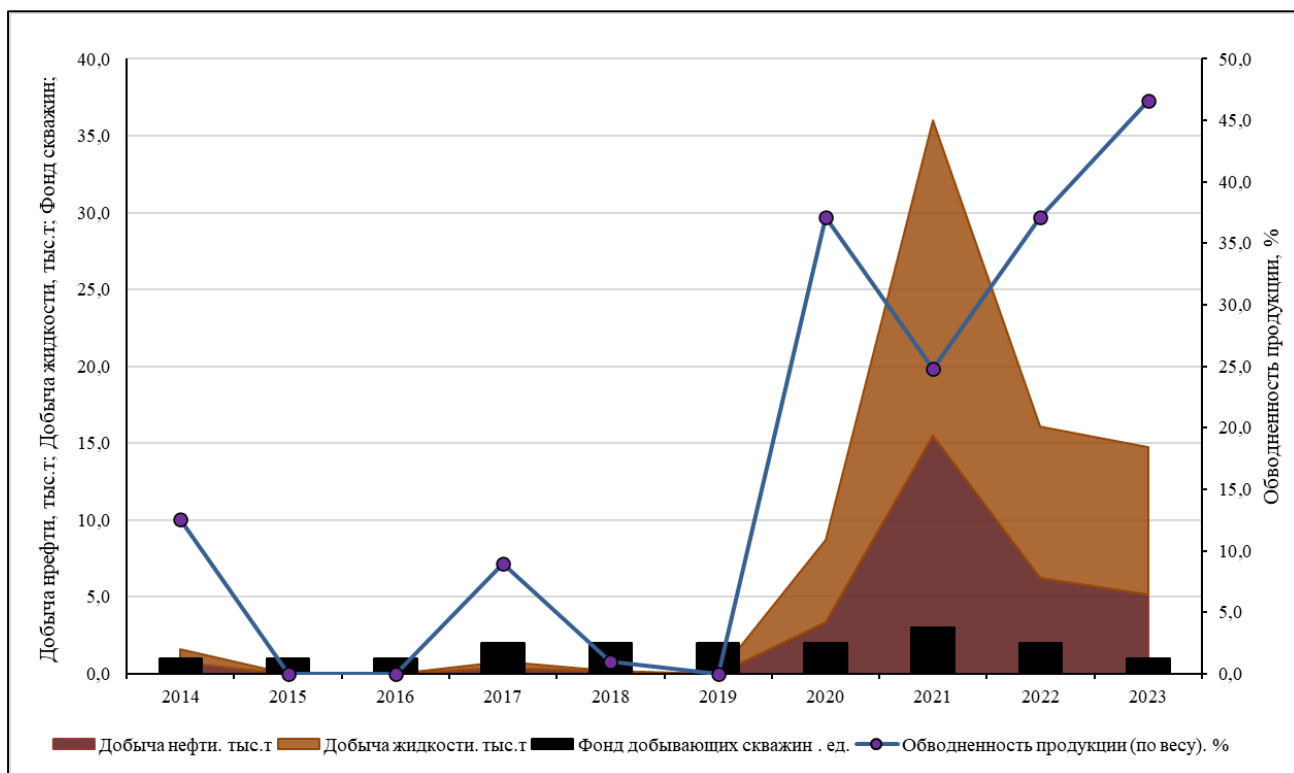


Рис. 3.2.5 – График разработки по IV объекту

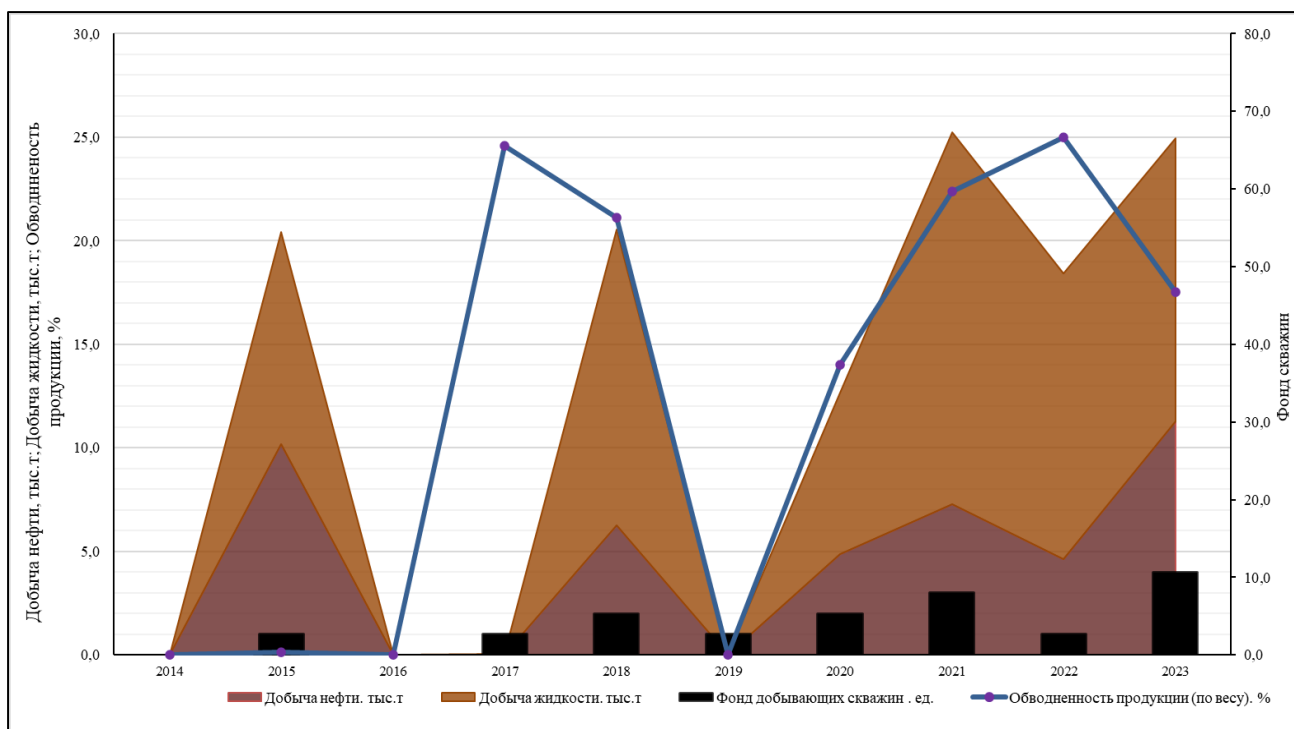


Рис. 3.2.6 – График разработки по месторождению в целом

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

В настоящее время разработка месторождения осуществляется в соответствии с «Проектом разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный» 2020г (ПР-2020г) и «Анализом разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный» 2022г (АР-2022г). В03

таблицах 3.2.6-3.2.10 представлено сопоставление проектных и фактических показателей разработки. Показатели за 2020-2022гг взяты из ПР-2020г, проектные значения 2023гг – из составленного по состоянию на 01.07.2022г АР-2022г. На рисунках 3.2.7-3.2.11 представлены графики сравнения проектных и фактических показателей разработки по эксплуатационным объектам и месторождению в целом.

I объект (горизонт М-II)

В 2020г фактическая добыча нефти по объекту превышает проектную на 41% (4,9 тыс.т против проектной 2,9 тыс.т), что объясняется более высоким среднегодовым дебитом нефти. Газовый фактор 178 м³/т практически на уровне проектного значения 179,3 м³/т. Обводненность продукции на 43,9% меньше проектной.

В 2021г фактическая добыча нефти по объекту составила 7,3 тыс.т и превышает проектную на 37,7%. Это обусловлено тем, что фактический среднегодовой дебит нефти 10,8 т/сут выше проектного на 5,7 т/сут. Обводненность продукции 59,7% на 5,2% ниже проектной. Газовый фактор заметно снизился и составил 38,7 м³/т, что ниже проектного значения 177,4 м³/т. Основной причиной падения ГФ, возможно, является разгазирование нефти из-за падения динамического пластового давления в районах добывающих скважин данного объекта и образование в районе депрессионной воронки «газовой подушки». Этому способствует небольшая разница между значениями пластового давления и давления насыщения по горизонту М-II. Тем не менее, образование «газовой подушки» обычно является временным явлением и далее выделившийся попутный газ все равно будет добываться скважинами, повышая текущий ГФ и снижая дебит нефти.

В 2022г фактическая добыча нефти несколько снизилась и составила 4,6 тыс.т. Добыча нефти значительно отстает от запроектированной на 68,5%, по причине бездействия скважин ХЮЗ-7, ХЮЗ-8 и периодической эксплуатации скважины ХЮЗ-11. При этом среднегодовой дебит нефти несколько повысился до 12,8 т/сут от показателя предыдущего года и оказался выше проектного 9,2 т/сут. Тем не менее обводненность продукции также повысилась до 66,7%, что выше проектной 58,9%. Основной причиной снижения добычи нефти является отставание ввода в эксплуатацию из бурения новых скважин, предусмотренного проектным документом ПР-2020г. При этом, ГФ составляет 36,4 м³/т, что продолжает быть меньше проектного значения (178,8 м³/т).

В 2023г фактическая добыча нефти составила 11,3 тыс.т и отстает от проектной на 2,6%. Средний дебит нефти 13 т/сут оказался выше проектного на 4,7 т/сут. Тем не менее обводненность продукции снизилась и составила 45,9%, что ниже проектной на 14%. Однако газовый фактор за 2023г повысился от проектного на 43,4% и составил 254,7 м³/т.

II объект (горизонты Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4)

По объекту добыча нефти начата в 2014г. Однако технологические показатели по II объекту, рассчитанные в рамках действующего проектного документа АР-2022г, утверждены начиная с 2023г. Поэтому в рамках настоящего проекта сравнение фактических технологических показателей разработки с проектными по II объекту приводится с 2023г.

В 2023г фактическая добыча нефти по объекту составила 7,6 тыс.т и превышает проектную на 65,2%, благодаря среднему дебиту нефти 8,8 т/сут, превысившему на 3,1 т/сут проектное значение дебита. Однако обводненность продукции 32,6% оказалась значительно выше проектной 2,3%. Газовый фактор равен 108,2 м³/т, который ниже проектного 117,8 м³/т.

III объект (горизонты Ю-I-A, Ю-I-B)

В 2020г фактическая добыча нефти по объекту составила 4,9 тыс.т, что меньше проектного значения на 10,9%. При этом среднегодовой дебит нефти составляет 1,9 т/сут против проектного 5,4 т/сут. Обводненность продукции 37,4% ниже проектной 65,7%. Газовый фактор 178 м³/т, что незначительно выше проектного значения 150,9 м³/т.

В 2021г динамика фактической добычи нефти резко отличается от проектного падения, вместо роста. Так, годовая добыча нефти в 2021г снизилась и составила 1,0 тыс.т, тогда как по проекту должна была возрасти и достичь 14,6 тыс.т. При этом среднегодовой дебит нефти увеличился до 4,2 т/сут, но тем не менее оказался меньше проектного 10 т/сут. Обводненность продукции также увеличилась и составила 45,8%, однако при этом не превышает проектную 46,2%. Средний газовый фактор по объекту резко снизился и составил 44,0 м³/т, что значительно меньше проектного значения 152,7 м³/т. Причиной вероятнее всего является указанное выше по I объекту явление образования «газовой подушки» в районе депрессионных воронок скважин, т.е. выделение газа в пластовых условиях с дальнейшей добычей нефти с уменьшенным ГФ.

В 2022г фактическая добыча нефти значительно отстает от запроектированной на 73,8% (3,7 тыс.т против проектной 14,1 тыс.т). Средний дебит нефти оказался меньше проектного на 24,7% (3,3 т/сут против 9,7 т/сут). Тем не менее обводненность продукции превышает проектную значению (64,3% вместо 47,8%), ГФ значительно меньше проектного значения (47,1 м³/т против 151,8 м³/т).

В 2023г фактическая добыча нефти значительно отстает от запроектированной на 88,1% (0,5 тыс.т против проектной 4,2 тыс.т). Средний дебит нефти ниже проектного (5,8 т/сут против 7,8 т/сут). Тем не менее обводненность продукции превышает проектного на 15,5% (76,8% вместо 61,3%), ГФ значительно меньше проектного значения (61,3 м³/т против 135,7 м³/т).

IV объект (горизонт Ю-II)

В 2020г фактическая добыча нефти по объекту выше проектного на 2% (4,9 тыс.т против проектной 4,8 тыс.т), при этом среднегодовой дебит нефти составляет 21 т/сут против проектного 8,2 т/сут. Обводненность продукции ниже проектной (37,4% вместо 47,1%), ГФ – выше проектного значения (178 м³/т против 72,9 м³/т).

В 2021г фактическая добыча нефти выше от запроектированной на 14,2% (15,5 тыс.т против проектной 13,3 тыс.т). Среднегодовой дебит нефти оказался выше 23,8 т/сут проектного значения 15,6 т/сут, благодаря проведенным ремонтным работам на скважинах ХЮЗ-2, ХЮЗ-9, ХЮЗ-12 Обводненность продукции чуть превышает проектную значению (24,8% вместо 23,3%), ГФ значительно меньше проектного значения (34,2м³/т против 73,7 м³/т).

В 2022г фактическая добыча нефти отстает от запроектированной на 54,4% (6,2 тыс.т против проектной 13,6 тыс.т). Фактический дебит нефти выше проектного на 6 т/сут и составил 17,4 т/сут, благодаря проведенным КРС на скважине ХЮЗ-9. Тем не менее обводненность продукции превышает проектную значению (37,2% вместо 18,4%), ГФ меньше проектного значения (38,4 м³/т против 73,5 м³/т).

В 2023г фактическая добыча нефти оказалась выше проектного на 2% и составила 5,1 тыс.т. Средний дебит нефти немного ниже проектного и составил 14,3 т/сут против проектного 14,5 т/сут. Обводненность продукции превышает проектного на 14,3% (46,6% вместо 32,3%), ГФ значительно выше проектного значения (107,0 м³/т против 73,6 м³/т).

По месторождению в целом

В 2020г фактическая добыча нефти по месторождению в целом меньше запроектированной – на 36,4% (8,4 тыс.т против проектной 13,2 тыс.т), фактически дебит нефти выше проектного на 11,5 тыс.т и составил 20,1 т.сут. Обводненность продукции на 40,4% меньше проектной (40,3% вместо 67,6%). Газовый фактор выше проектного значения – 135,3 м³/т против 129,5 м³/т.

В 2021г фактическая добыча нефти составила 25,0 тыс.т, что ниже проектного значения (33,2 тыс.т) на 24,7%. Фактически средний дебит нефти составил – 15,2 т/сут против 17,6 т/сут по проекту. Среднегодовая обводненность составила 40,3%, что также ниже проектной (44,3). Газовый фактор ниже проектного значения (40,5 м³/т против 125,0 м³/т).

В 2022г фактическая добыча нефти значительно отстает от запроектированной на 56,1% (18,6 тыс.т против проектной 42,4 тыс.т). Средний дебит нефти ниже проектного значения (10,9 т/сут против проектной 15,1 т/сут). Обводненность продукции составила 51,9% (проектный 46,6%), ГФ – 55,5 м³/т, что ниже проектного значения 135,6 м³/т.

В 2023г по фактической добыче нефти ниже проектного значения на 0,9 тыс.т (24,5 тыс.т против 25,4 тыс.т по проекту). Фактический дебит нефти скважин больше проектного на 5,69 т/сут (11,2 т/сут против проектного 5,5 т/сут). Наблюдается снижение обводненность продукции на 6,9% (44,1% при проектной 51%). Газовый фактор увеличился проектного значения и составил 174,3 м³/т против 139,3 м³/т.

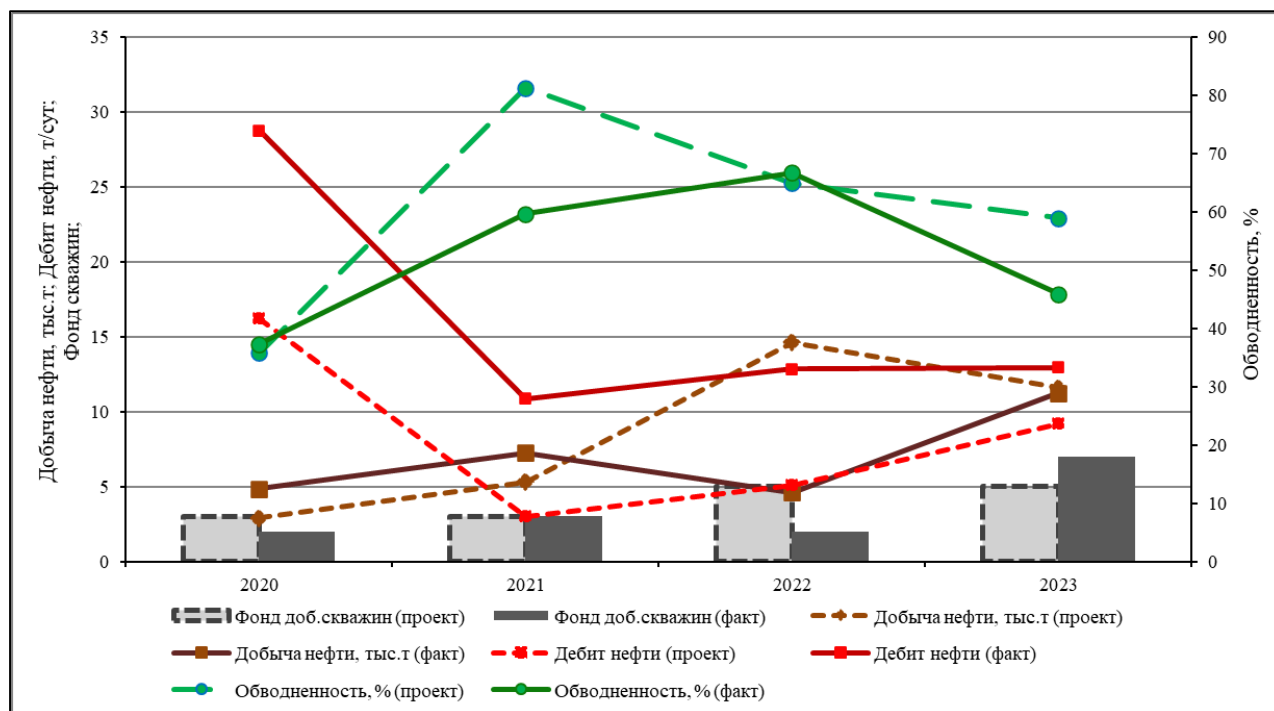


Рис. 3.2.7 – График сравнения проектных и фактических показателей разработки по I объекту

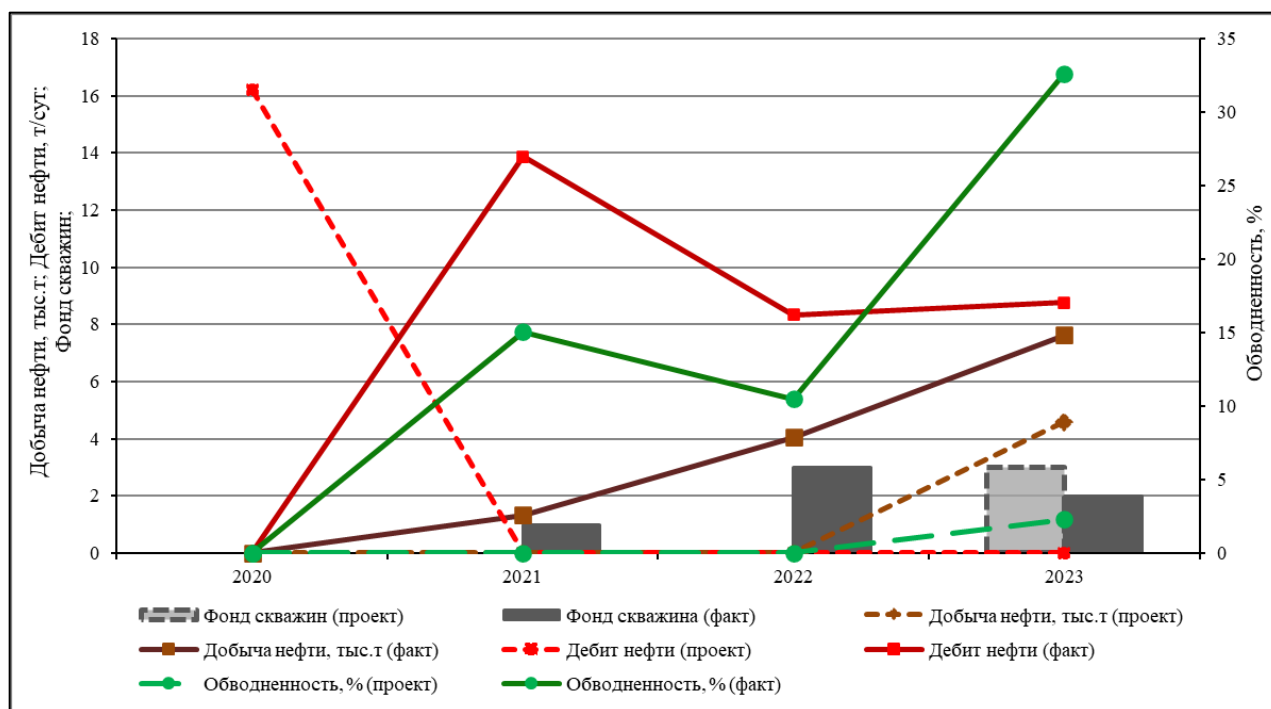


Рис. 3.2.8 – График сравнения проектных и фактических показателей разработки по II объекту

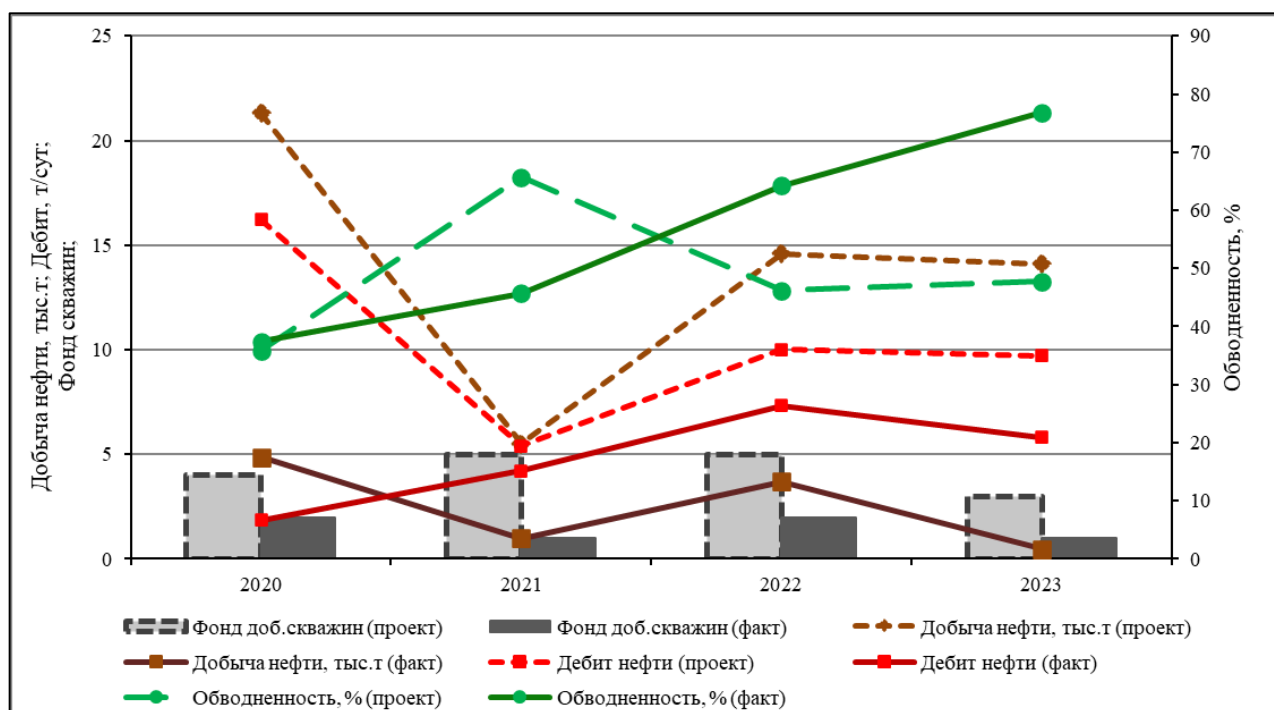


Рис. 3.2.9 – График сравнения проектных и фактических показателей разработки по III объекту

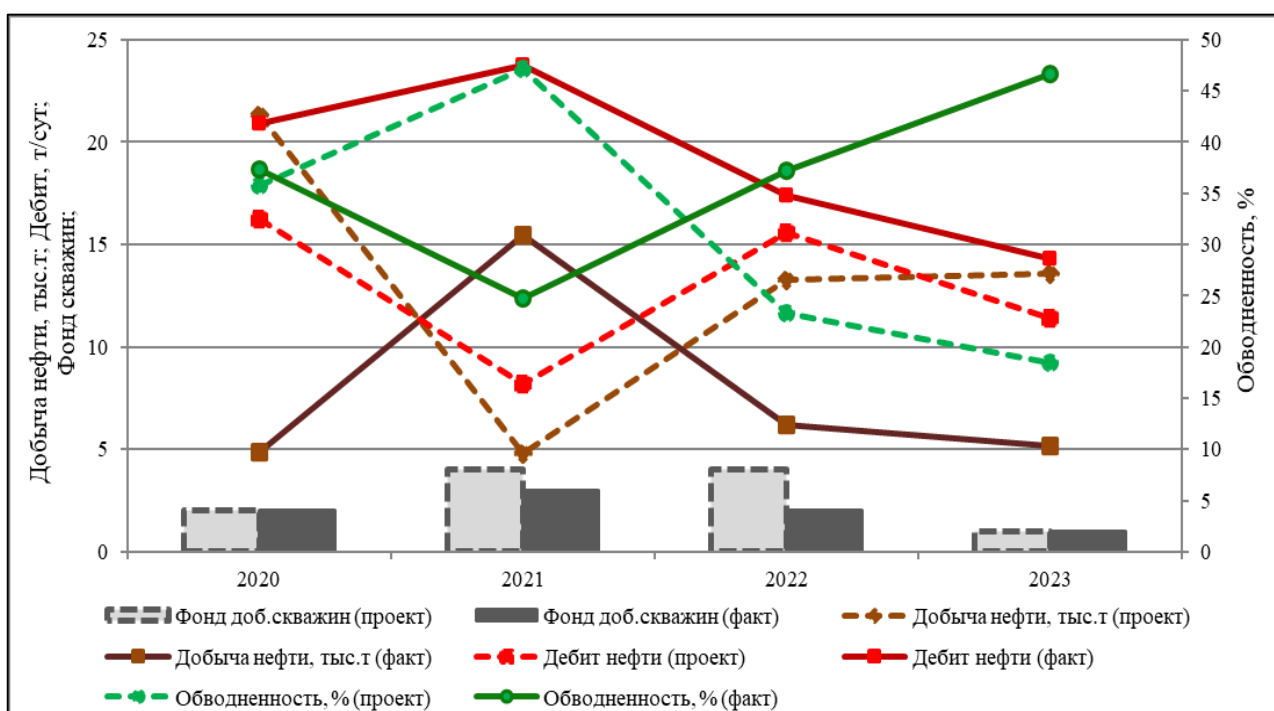


Рис. 3.2.10 – График сравнения проектных и фактических показателей разработки по IV объекту

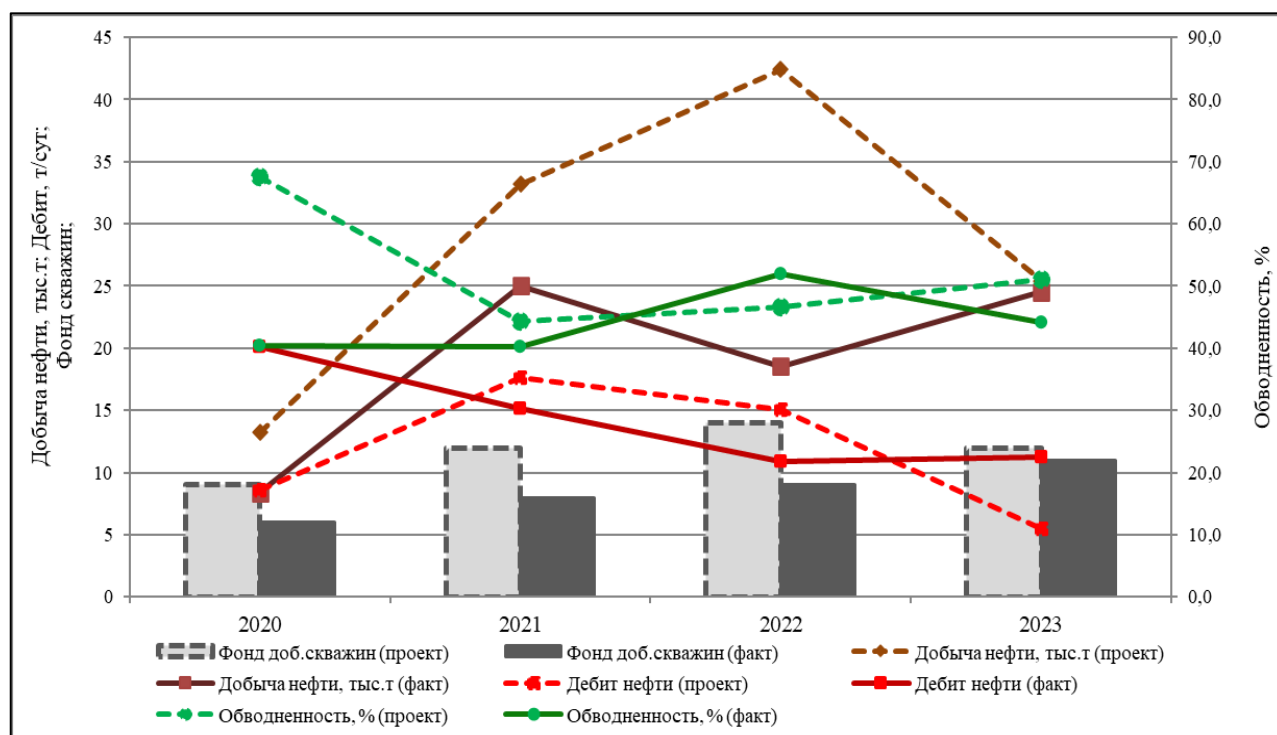


Рис. 3.2.11 – График сравнения проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению

Таблица 3.2.6 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту

№ № п/п	Показатели	Годы							
		2020		2021		2022		2023	
		проект т	факт т	проект т	факт т	проект т	факт т	проект т	факт т
1	Добыча нефти, тыс.т	2,9	4,9	5,3	7,3	14,6	4,6	11,6	11,3
2	в т.ч.: из новых скважин	0	0,0	0	1,2	13,0	0,0	2,05	2,6
3	из переходящих скважин	2,9	4,9	5,3	6,1	1,6	4,6	9,54	8,7
4	мехспособом	2,9	4,9	5,3	7,3	14,6	4,6	11,6	8,6
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	26,7	21,3	32,0	28,6	46,7	33,2	50,0	44,4
6	в т.ч.: мехспособом	26,7	4,9	32,0	12,1	46,7	16,7	50,0	25,3
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,9	1,3	1,5	2,0	4,2	1,3	3,4	3,1
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,9	1,4	1,7	2,1	4,7	1,4	3,8	3,4
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	7,8	5,9	9,3	7,9	13,5	9,2	14,5	12,3
10	Коэффициент извлечения нефти, дои ед.	0,022	0,02	0,026	0,02 2	0,038	0,02 6	0,041	0,03 5
11	Добыча газа, млн.м³	0,520	0,9	0,940	0,28 1	2,610	0,16 8	2,060	2,86 8
12	Накопленная добыча газа, млн.м³	2,9	2,2	3,9	2,5	6,5	2,7	5,6	5,6
13	Газовый фактор, м³/т	179,3	178, 0	177,4	38,7	178,8	36,4	177,7	254, 7
14	Добыча жидкости, тыс.т	15,8	7,8	15,1	18,0	35,6	13,8	28,9	20,8
15	в т.ч.: из новых скважин	0	0,0	0	6,0	22,45	0,0	6,9	7,0
16	из переходящих скважин	15,8	7,8	15,1	12,0	13,15	13,8	22,1	13,8
17	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	54,7	32,3	69,7	50,3	105,4	64,2	59,9	85,0
18	Обводненность продукции (по весу), %	81,3	37,4	64,9	59,7	58,9	66,7	59,9	45,9
19	в т.ч.: новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	42,0	0,0	70,1	62,8
20	переходящих скважин	81,3	37,4	64,9	49,5	87,9	66,7	56,8	37,4
21	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	0,0	0,0	3,7	0,0	15,6	0,0	0,0	0,0
22	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	0	0,0	3,7	0,0	19,3	0,0	0,0	0,0
23	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	5,4	0,0	10,6	0,0	12,6	0,0	0,0	0,0
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	60,5	0,0	33,5	0,0	43,2	0,0	0,0	0,0
25	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	1	2	0	1	1
26	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	1	2	0	1	1
27	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3	2	3	3	5	1	5	7
29	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3	2	3	2	5	1	5	4
30	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
31	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0
32	из добывающего фонда	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	1	0	1	0	1	0
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	1	0	1	0	1	0
36	Средний дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	3,0	28,8	5,1	10,8	9,2	12,8	8,3	13,0
37	по жидкости	16,0	45,9	14,5	26,9	22,4	38,6	20,7	24,0
38	Средний дебит новых скважин, т/сут: по нефти	0,0	0,0	0,0	3,9	19,5	0,0	12,0	8,7
39	по жидкости	0,0	0,0	0,0	0,0	32,0	0,0	38,1	23,3
40	Средняя приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	0,0	-	20,3	-	45,0	-	0,0	-
41	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,5	0,2	0,9	0,8	0,6	0,7	0,8	0,9
42	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,9	0,7	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
43	в т.ч.: новых скважин		0,0		0,0		0,0		0,0

Таблица 3.2.7 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту

№ № п/п	Показатели	Годы							
		2020		2021		2022		2023	
		прое кт	фак т	прое кт	фак т	прое кт	фак т	прое кт	фак т
1	Добыча нефти, тыс.т	-	0,0	-	1,3	-	4,0	4,6	7,6
2	в т.ч.: из новых скважин	-	0,0	-	1,3	-	4,0	0	0,0
3	из переходящих скважин	-	0,0	-	0,0	-	0,0	4,6	7,6
4	мехспособом	-	0,0	-	1,3	-	4,5	4,6	8,1
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	-	2,8	-	4,1	-	8,2	13,2	15,8
6	в т.ч.: мехспособом	-	0,4	-	1,7	-	6,2	13,2	14,3
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	-	0,0	-	1,4	-	4,4	4,9	8,2
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	-	0,0	-	1,5	-	4,6	5,3	9,0
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	-	3,0	-	4,5	-	8,8	13,9	17,0
10	Коэффициент извлечения нефти, дои ед.	-	0,00 4	-	0,00 5	-	0,01 0	0,016	0,02 0
11	Добыча газа, млн.м ³	-	0,00 0	-	0,16 0	-	0,44 9	0,540	0,8
12	Накопленная добыча газа, млн.м ³	-	0,1	-	0,3	-	0,8	1,1	1,57 7
13	Газовый фактор, м ³ /т	-	0,0	-	120, 0	-	111, 0	117,8	108, 2
14	Добыча жидкости, тыс.т	-	0,0	-	1,6	-	4,5	4,7	11,3
15	в т.ч.: из новых скважин	-	0,0	-	1,6	-	4,5	0	0,0
16	из переходящих скважин	-	0,0	-	0,0	-	0,0	4,7	11,3
17	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	-	0,0	-	1,6	-	6,1	11,1	20,3
18	Обводненность продукции (по весу), %	-	0,0	-	15,0	-	10,5	2,3	32,6
19	в т.ч.: новых скважин	-	0,0	-	0,0	-	0,0	0	0,0
20	переходящих скважин	-	0,0	-	0,0	-	0,0	2,3	32,6
21	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	-	0,0	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0
22	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	-	0,0	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0
23	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	-	0,0	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	-	0,0	-	0,4	-	0,2	0,0	0,1
25	Ввод новых добывающих скважин, ед.	-	0	-	0	-	2	0	0
26	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	-	0	-	0	-	2	0	0
27	Выбытие добывающих скважин, ед.	-	0	-	0	-	0	0	3
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	-	0	-	1	-	3	3	2
29	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	-	0	-	1	-	2	3	2
30	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	-	0	-	0	-	0	0	0
31	в т.ч.: из бурения	-	0	-	0	-	0	0	0
32	из добывающего фонда	-	0	-	0	-	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	-	0	-	0	-	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	-	0	-	0	-	8	0	0
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	-	0	-	0	-	0	0	0
36	Средний дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	-	0,0	-	13,9	-	8,3	5,7	8,8
37	по жидкости	-	0,0	-	16,3	-	9,3	5,8	13
38	Средний дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-	-	13,9	-	8,3	-	0
39	по жидкости	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0
40	Средняя приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	-	0,0	-	-	-	-	0,0	0
41	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	-	0,0	-	0,5	-	0,6	0,7	0,9
42	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	-	-	-	0,5	-	0,9	0,9	0,9
43	в т.ч.: новых скважин	-	-	-	0,0	-	0,0	-	0,0

Таблица 3.2.8 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по III объекту

№ № п/п	Показатели	Годы							
		2020		2021		2022		2023	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
	Добыча нефти, тыс.т	5,5	4,9	14,6	1,0	14,1	3,7	4,2	0,5
2	в т.ч.: из новых скважин	5,1	0,0	2,5	0,9	0	3,7	0	0,5
3	из переходящих скважин	0,4	4,9	12,1	0,0	14,1	0,0	4,2	0,0
4	мехспособом	5,5	4,9	14,6	1,0	14,1	3,7	4,2	0,5
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	8,9	21,3	23,6	9,9	37,7	13,6	12,86	14,1
6	в т.ч.: мехспособом	8,9	4,9	23,6	1,5	37,7	5,2	12,86	5,6
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	5,2	1,3	13,8	1,0	13,3	3,7	4,0	0,5
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,4	1,4	15,1	1,1	17,2	4,2	4,3	0,6
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	8,4	5,9	22,3	10,0	35,6	13,7	12,1	14,2
10	Коэффициент извлечения нефти, дои ед.	0,011	0,012	0,029	0,018	0,046	0,018	0,016	0,019
11	Добыча газа, млн.м ³	0,830	0,9	2,230	0,0	2,140	0,17	0,570	0,03
12	Накопленная добыча газа, млн.м ³	1,320	2,2	3,550	1,6	5,690	1,81	1,43	1,843
13	Газовый фактор, м ³ /т	150,9	178,0	152,7	44,0	151,8	47,1	135,7	61,3
14	Добыча жидкости, тыс.т	16,0	7,8	27,2	1,8	27,0	10,4	10,8	2,0
15	в т.ч.: из новых скважин	8,13	0,0	4,02	1,4	0	10,4	0	0,0
16	из переходящих скважин	7,82	7,8	23,18	0,4	27	0,0	10,8	2,0
17	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	24,8	32,3	52,0	17,7	79,1	28,1	26,6	30,1
18	Обводненность продукции (по весу), %	65,7	37,4	46,2	45,8	47,8	64,3	61,3	76,8
19	в т.ч.: новых скважин	37,3	0,0	37,3	0,0	0	0,0	0	0
20	переходящих скважин	95,1	37,4	47,8	89,0	47,8	0,0	61,3	76,8
21	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	0	1	1	0	0	0	0
26	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	2	0	1	1	0	0	0	0
27	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	2	5	1	5	2	3	1
29	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	2	5	1	5	2	3	0
30	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
31	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0
32	из добывающего фонда	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Средний дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	5,4	1,9	10,0	4,2	9,7	7,3	7,8	5,8
37	по жидкости	15,6	10,9	18,7	7,8	18,5	20,5	10,2	25,1
38	Средний дебит новых скважин, т/сут: по нефти	14,0	0,0	14,0	9,0	0,0	7,3	14,0	0
39	по жидкости	20,8	0,0	20,8	0,0	0	0,0	20,8	0,0
40	Средняя приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	0	-	0	-	0	-	0	0,0
41	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,1	0,1	0,1	0,7	0,1	0,9	0,7	0,22
42	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,9	0,4	0,9	0,0	0,9	0,0	0,9	0,2
43	в т.ч.: новых скважин		0,0		0,0		0,0		0

Таблица 3.2.9 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по IV объекту

№ № п/п	Показатели	Годы							
		2020		2021		2022		2023	
		проект т	факт т	проект т	факт т	проект т	факт т	проект т	факт т
1	Добыча нефти, тыс.т	4,8	4,9	13,3	15,5	13,6	6,2	5,0	5,1
2	в т.ч.: из новых скважин	0	0,0	10,1	15,4	0	6,2	0	0,0
3	из переходящих скважин	4,8	4,9	3,2	0,0	13,6	0,0	5,0	5,1
4	мехспособом	4,8	4,9	13,3	15,5	13,6	6,2	5,0	5,1
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	6	21,3	19,3	20,1	32,9	26,3	31,0	31,4
6	в т.ч.: мехспособом	6	4,9	19,3	19,6	32,9	25,8	31,0	30,9
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	8,9	1,3	24,7	20,9	25,3	8,4	9,3	7,0
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	9,1	1,4	27,8	22,3	39,5	11,5	17,9	10,8
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	11,2	5,9	35,9	27,1	61,2	35,5	57,3	42,4
10	Коэффициент извлечения нефти, дои ед.	0,019	0,02	0,059	0,04 5	0,101	0,05 9	0,095	0,07 0
11	Добыча газа, млн.м ³	0,350	0,86 5	0,980	0,52 9	1,000	0,23 8	0,370	0,55 1
12	Накопленная добыча газа, млн.м ³	0,4	2,2	1,4	0,9	2,4	1,1	1,5	1,64 7
13	Газовый фактор, м ³ /т	72,9	178, 0	73,7	34,2	73,52 9	38,4	73,6	107, 0
14	Добыча жидкости, тыс.т	9,1	7,8	17,3	20,5	16,7	9,9	7,4	9,6
15	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,0	15,1	20,2	0,0	9,9	0,0	0,0
16	из переходящих скважин	9,1	7,8	2,2	0,3	16,7	0,0	7,4	9,6
17	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	10,7	32,3	27,02	27,3	43,7	37,1	47,2	46,8
18	Обводненность продукции (по весу), %	47,1	37,4	23,3	24,8	18,4	37,2	32,3	46,6
19	в т.ч.: новых скважин	0	0,0	33,1	0,0	0	0,0	0	0
20	переходящих скважин	47,1	37,4	43,9	0,0	18,4	0,0	32,3	0,0
21	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	2	1	0	0	0	0
26	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	2	1	0	0	0	0
27	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	4	3	4	2	2	1
29	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	4	2	4	1	2	1
30	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
31	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0
32	из добывающего фонда	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Средний дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	8,2	21	15,6	23,8	11,4	17,4	14,5	14,3
37	по жидкости	15,5	33	20,3	31,6	13,9	27,7	21,4	14,3
38	Средний дебит новых скважин, т/сут: по нефти	0,0	0,0	1,4	24,4	0,0	17,4	0,0	0
39	по жидкости	0,0	0,0	20,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	0	-	0,0	-	0,0	-	0	-
41	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,4	0,2	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5	0,59
42	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,9	0,7	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,98
43	в т.ч.: новых скважин		0,0		0,0		0,0		0,0

Таблица 3.2.10 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом

№ № п/п	Показатели	Годы							
		2020		2021		2022		2023	
		проект т	факт т	проект т	факт т	проект т	факт т	проект т	факт т
1	Добыча нефти, тыс.т	13,2	8,4	33,2	25,0	42,4	18,6	25,4	24,5
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	5,1	0,0	15,3	1,2	13,0	0,0	2,05	2,6
3	<i>из переходящих скважин</i>	8,1	8,4	17,9	23,9	29,3	18,6	23,4	21,9
4	<i>мехспособом</i>	13,2	4,9	33,2	7,3	42,4	4,6	25,4	22,3
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	42,7	37,6	75,9	62,6	118,2	81,2	107,0	105,7
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	42,7	4,9	75,9	12,1	118,2	16,7	107,0	39,0
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,2	1,3	5,5	4,0	7,1	3,0	4,2	3,9
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,3	1,4	6,0	4,3	8,1	3,3	4,9	4,5
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	7,1	6,0	12,7	10,0	19,7	13,0	17,8	16,9
10	Коэффициент извлечения нефти, дои ед.	0,013	0,012	0,024	0,019	0,037	0,025	0,034	0,032
11	Добыча газа, млн.м³	1,710	1,134	4,150	1,013	5,750	1,030	3,540	4,27
12	Накопленная добыча газа, млн.м³	4,9	4,3	9,1	5,3	14,8	6,3	9,9	10,616
13	Газовый фактор, м³/т	129,5	135,3	125,0	40,5	135,6	55,5	139,3	174,3
14	Добыча жидкости, тыс.т	40,8	14,1	59,6	41,9	79,3	38,6	51,9	43,8
15	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	8,1	0,0	22,62	6,0	22,39	0,0	6,9	7,0
16	<i>из переходящих скважин</i>	32,7	14,1	36,99	36,0	56,94	38,6	45,0	36,8
17	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	91,4	54,9	151,0	96,9	230,3	135,5	173,8	182,1
18	Обводненность продукции (по весу), %	67,6	40,3	44,3	40,3	46,6	51,9	51,0	44,1
19	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	37,3	0,0	32,2	0,0	41,8	0,0	70,1	0
20	<i>переходящих скважин</i>	75,1	40,3	51,7	33,7	48,5	51,9	51,0	40,5
21	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	0,0	0,0	3,7	0,0	15,6	0,0	0,0	0,0
22	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	0,0	0,0	3,7	0,0	19,3	0,0	0,0	0,0
23	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	0,0	9,8	0,0	9,9	0,0	0,0	0,0
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	60,5	0,0	35,6	0,0	30,7	0,0	0,0	0,0
26	Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	0	3	3	2	2	1	1
27	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	2	0	3	3	2	2	1	1
28	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1
29	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	6	12	8	14	8	13	11
30	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	6	12	6	14	6	13	7
31	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	-1	0	0	0	0	0
35	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	1	0	1	0	0	0
36	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	1	0	1	0	0	0
37	Средний дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	8,6	20,1	17,6	15,2	15,1	10,9	5,51	11,2
38	по жидкости	26,6	33,7	31,6	25,4	28,2	22,6	12,5	20,1
39	Средний дебит новых скважин, т/сут: по нефти	14,0	0	15,3	0,0	19,5	0,0	13,2	0,0
40	по жидкости	20,8	0	22,6	0,0	33,5	0,0	17	0,0
41	Средняя приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	0,0	0	20,3	0,0	45,0	0,0	0	0,0
42	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,5	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6
43	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,9	0,6	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
44	<i>в т.ч.: новых скважин</i>		0,0		0,0		0,0		0,00

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Для анализа состояния выработки запасов нефти из пластов месторождения 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 залежей и текущего состояния разработки.

Месторождение Хаиркелды Юго-Западный находится в промышленной разработке с 2014г.

На месторождении выделяются 4 эксплуатационных объекта:

- I эксплуатационный объект – нефтяная залежь М-II горизонта нижнего мела;
- II эксплуатационный объект – нефтяные залежи Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4 горизонтов верхнеюрских отложений;
- III объект – нефтяная залежь Ю-I-A, Ю-I-B юрского горизонта.
- IV объект – нефтяная залежь Ю-II нижеюрского горизонта.

Анализ выработки запасов нефти из продуктивных горизонтов месторождения выполнен на основе геологических и извлекаемых запасов нефти, состоящих на Государственном балансе РК, согласно утвержденному документу «Перевод и уточнение запасов нефти и растворенного газа месторождения Хаиркелды Юго-Западный Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2022г» (протокол ГКЗ от 18.11.2022г №2476-22-У). Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по категории C_1 представлено на рисунке 3.2.12. По месторождению в целом извлекаемые запасы нефти по категории C_1 составляют 626 тыс.т. Большая часть извлекаемых запасов по категории C_1 сконцентрирована на I объекте и составляет 42,5% (360 тыс.т) от общих извлекаемых запасов всего месторождения (рис. 3.2.12-13).

На 01.01.2024г по месторождению накопленная добыча с начала разработки составила 105,7 тыс.т нефти. Выработанность извлекаемых запасов нефти месторождения в целом составляет 16,9%. Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,032 доли ед.

Выработка промышленных запасов нефти по блокам на 01.01.2024г представлена в таблице 3.2.11.

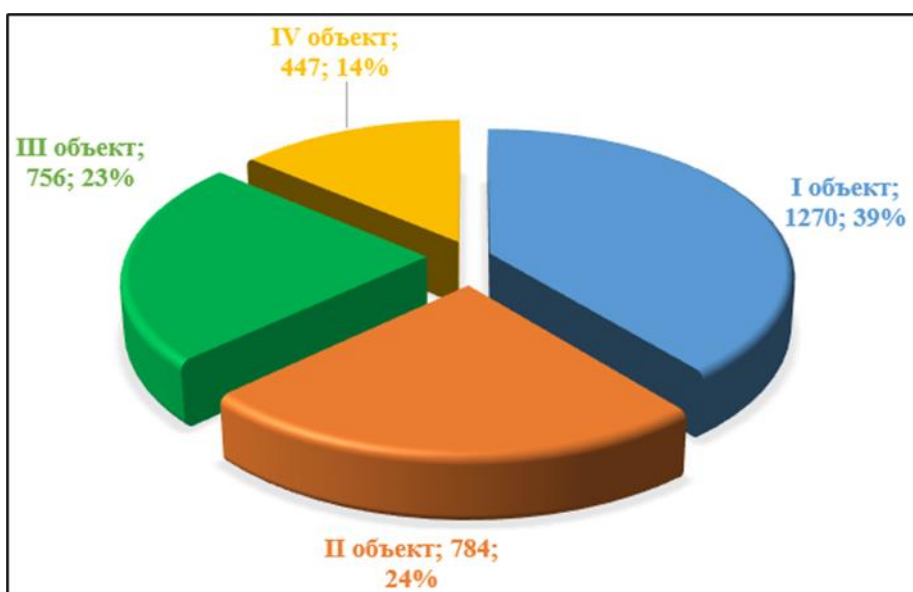


Рис. 3.2.12 – Распределение начальных геологических нефти по эксплуатационным объектам

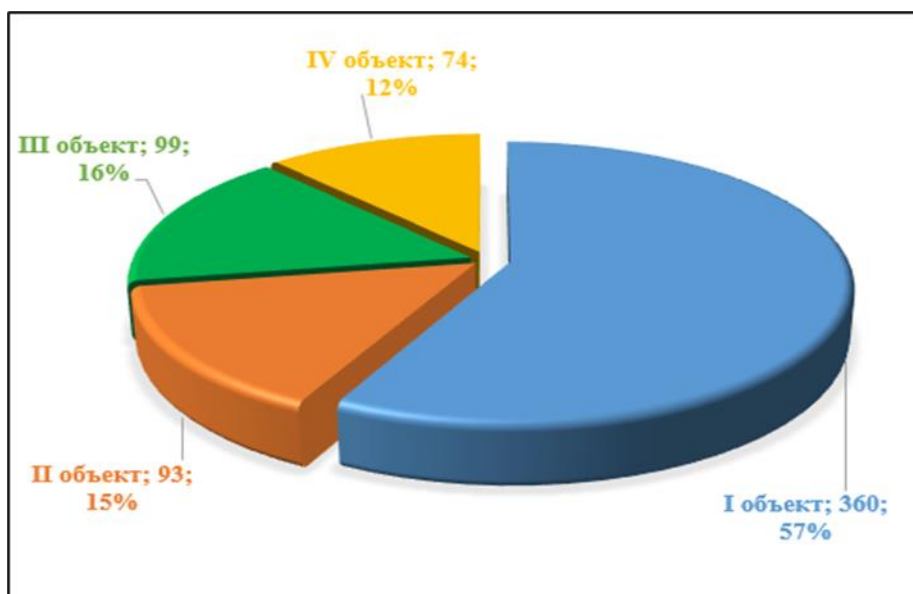


Рис. 3.2.13 – Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по эксплуатационным объектам

Таблица 3.2.11 - Выработка промышленных запасов нефти по блокам на 01.01.2024г

Объекты	Горизонты	Блоки	Подблоки	НГЗ, тыс.т	НИЗ, тыс.т	КИН, доли ед.	Накопл.доб.нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН тек, доли ед.	ОИЗ, тыс.т	НГЗ, раств.газ, млн.м3	НИЗ, раств.газ, млн.м4	Накопл.доб.раств.газа, млн.м3
I	М-II	I		1270	360	0,283	44,5	12,4	0,035	320	226,1	64,1	5,550
II	Ю-0-1	I	I ^{II}	293	35	0,119	5,6	16,1	0,019	29,3	34,5	4,1	0,6813
			I ^{III}	101	12	0,119	2,1	17,8	0,021	9,8	11,9	1,4	0,2984
		Всего		394	47	0,119	7,7	16,5	0,019	39,2	46,4	5,5	0,9797
	Ю-0-2	I	I ^{II}	195	23	0,118	5,3	23,0	0,027	17,6	23	2,7	0,3392
			I ^{III}	91	11	0,121	0,3	3,0	0,003	10,6	10,7	1,3	0,0427
		Всего		286	34	0,119	5,6	16,6	0,0197	28,3	33,7	4	0,3819
	Ю-0-3	I	I ^{II}	86	10	0,116	0	0	0	10,0	10,1	1,2	0,0000
	Ю-0-4	I	I ^{II}	18	2	0,111	0,2	12,9	0,014	1,7	2,1	0,2	0,0141
	всего по II объекту:			784	93	0,135	15,8	17	0,020	79	92,3	10,9	1,577
III	Ю-I-A	I	I ^{II}	321	41	0,128	6,3	15,5	0,019	34,6	49	6,3	1,1609
		II		87	14	0,161	0,02	0,2	0,0003	13,9	13,3	2,1	0,0044
		III	III ^{III}	269	34	0,126	2,9	8,7	0,010	31,0	41,2	5,2	0,4442
		Всего		677	89	0,131	9,3	10,5	0,013	79,6	103,5	13,6	1,6094
	Ю-I-B	I	I ^I	18	2	0,111	3,8	193,3	0,214	-1,8	2,8	0,3	0,1978
		III	III ^{III}	61	8	0,131	0,8	10,3	0,013	7,1	9,3	1,2	0,0346
		Всего		79	10	0,127	4,6	46,9	0,059	5,3	12,1	1,5	0,232381
	всего по III объекту:			756	99	0,131	14,1	14,2	0,019	84,9	115,6	15,1	1,843
IV	Ю-II	I	I ^{II}	152	25	0,164	3,2	13,0	0,021	21,7	11,2	1,8	0,0909
		II	-	295	49	0,166	26,8	54,8	0,091	22,1	21,7	3,6	1,4045
		Всего		447	74	0,166	31,4	42,4	0,070	42,6	32,9	5,4	1,647
Итого по месторождению				3257	626	0,192	105,7	16,9	0,032	520,3	466,9	95,5	10,616

В целом по месторождению наблюдается неравномерная выработка запасов как по эксплуатационным объектам, так и по объектам разработки в них входящим. Так, по I эксплуатационному объекту, в котором сосредоточена основная часть запасов месторождения, выработка НИЗ нефти составляет 11,2% при текущей среднемесячной обводненности продукции скважин 46,7%, тогда как проектное значение выработки запасов составляет 14,5% при среднегодовой обводненности 59,9%.

По II эксплуатационному объекту, в который входят такие объекты разработки как горизонты Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4 на блоке I, также наблюдается неравномерная выработка запасов. Если по горизонтам Ю-0-1 и Ю-0-2 выработка НИЗ нефти составляет 16,5% и 16,6% соответственно, а по горизонту Ю-0-4 выработка равна 12,9%, то по горизонту Ю-0-3 она практически равна нулю. Данное обстоятельство в основном связано с попаданием пробуренных скважин в водонефтяную зону площади нефтеносности залежи горизонта Ю-0-3 в подблоке I^{II} и в зону сброса f_6 , ограничивающему залежь с юго-востока (граф. прил. №10). При этом, в целом по II эксплуатационному объекту текущая выработка НИЗ выше проектной и составляет 14,7% при среднегодовой обводненности 26,9%, тогда как проектная выработка составляет 13,9% при средней обводненности 2,3%.

По III эксплуатационному объекту, в который входят горизонты Ю-I-A на блоках I, II, III и Ю-I-B на блоках I, III также наблюдается неравномерная выработка НИЗ. Так, по подблокам I^{II} и III^{III} горизонта Ю-I-A выработка НИЗ составляет 15,5% и 8,7% соответственно, а по блоку II выработка всего лишь 0,2%. При этом, в целом по III эксплуатационному объекту текущая выработка НИЗ составляет 14,2% при среднегодовой обводненности 77,2%, что выше проектного значения выработки запасов 12,1% со средней обводненностью 61,3%. Одним из важных факторов, влияющих на низкую выработанность НИЗ по горизонтам Ю-I-A на блоке II и Ю-I-B на блоке III, может быть водоплавающий характер залежей, из-за чего вода быстрее нефти прорывается к забоям добывающих скважин. По сравнению с проектными, наихудшими показателями выработки НИЗ характеризуется IV эксплуатационный объект, по которому выработка запасов составила 40,7% со среднегодовой обводненностью 46,4%, при проектном значении выработки запасов 57,3% со средней обводненностью 32,3%. По блокам I^{II} и II горизонта Ю-II наблюдается высокая неравномерность выработки запасов. Так, выработка НИЗ по блоку I^{II} очень низкая и составляет 13,0%, тогда как по блоку II выработка довольно высокая и составляет 54,8%. Тем не менее, фактическая выработка НИЗ нефти в целом по горизонтам IV эксплуатационного объекта, как указано выше, заметно ниже проектной величины.

Для определения величин НИЗ нефти, вовлеченных в активную выработку запасов по эксплуатационным объектам месторождения, на фактических показателях разработки выполнены соответствующие расчеты и построены характеристики вытеснения на основе

широко используемых в Казахстане статистических эмпирических методик (рис. 3.2.13-3.2.16). Данные методики позволяют определить величину вовлеченных запасов нефти при действующей системе разработки и применяемой технологии добычи нефти.

В таблицах 3.2.12-3.2.15 приведены величины рассчитанных вовлеченных и остаточных извлекаемых запасов нефти по эксплуатационным объектам.

I объект. Результаты расчета вовлеченных запасов

На 01.01.2024г накопленная добыча нефти по объекту составила 44,4 тыс.т, а остаточные извлекаемые запасы нефти равны 315,6 тыс.т. Рассчитанные вовлеченные запасы в среднем составили 56 тыс.т, что ниже утвержденных извлекаемых запасов. Вовлеченные запасы не достигают утвержденных, что говорит о малой эффективности текущей системы разработки и необходимости предусмотреть геолого-технические мероприятия для увеличения зоны дренирования запасов.

Таблица 3.2.12 - Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по I объекту

Объект	Запасы нефти, тыс.т			Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИН, доли ед.		
	НГЗ	НИЗ	вовлеченные		утвержденный	текущий	потенциальный
I	1 270	360	56	45	0,283	0,035	0,044
	Зависимость накопленной добычи от L_n (ВНФ)		31				0,024
	Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.		93				0,073
	Зависимость удельной добычи от накопленной		13				0,010
	Методика Максимова М.И.		85				0,067
	Методика Сазонова Б.Ф.		60				0,047
	Методика Камбарова Г.С.						-

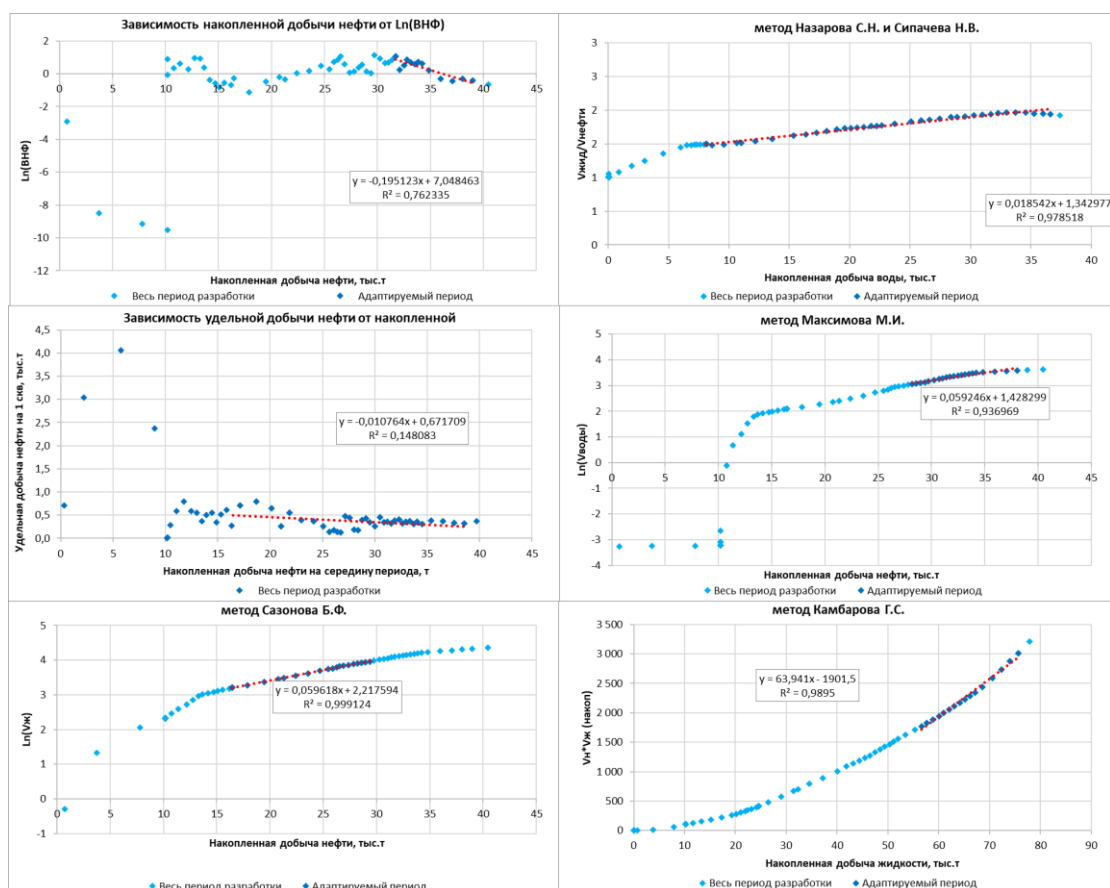


Рис. 3.2.13 – Характеристики вытеснения по различным методикам. I объект

II объект. Результаты расчета вовлеченных запасов

Во второй эксплуатационный объект входит 4 продуктивных горизонта, характеристика вытеснения по которым подсчитана совокупно.

Выработка извлекаемых запасов по II объекту достигает 17%. Накопленная добыча нефти составила 15,8 тыс.т, а остаточные извлекаемые запасы нефти равны 79 тыс.т. Рассчитанные вовлеченные запасы в среднем составили 27 тыс.т, что ниже утвержденных начальных извлекаемых запасов.

Таблица 3.2.13 - Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по II объекту

Объект	Запасы нефти, тыс.т			Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИН, доли ед.		
	НГЗ	НИЗ	вовлеченные		утвержденный	текущий	потенциальный
II	784	93	27	16	0,119	0,020	0,034
	Зависимость накопленной добычи от $\ln(BNF)$		18				0,023
	Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.		6				0,007
	Зависимость удельной добычи от накопленной		15				0,019
	Методика Максимова М.И.		44				0,057
	Методика Сазонова Б.Ф.		42				0,054
	Методика Камбарова Г.С.		34				0,043

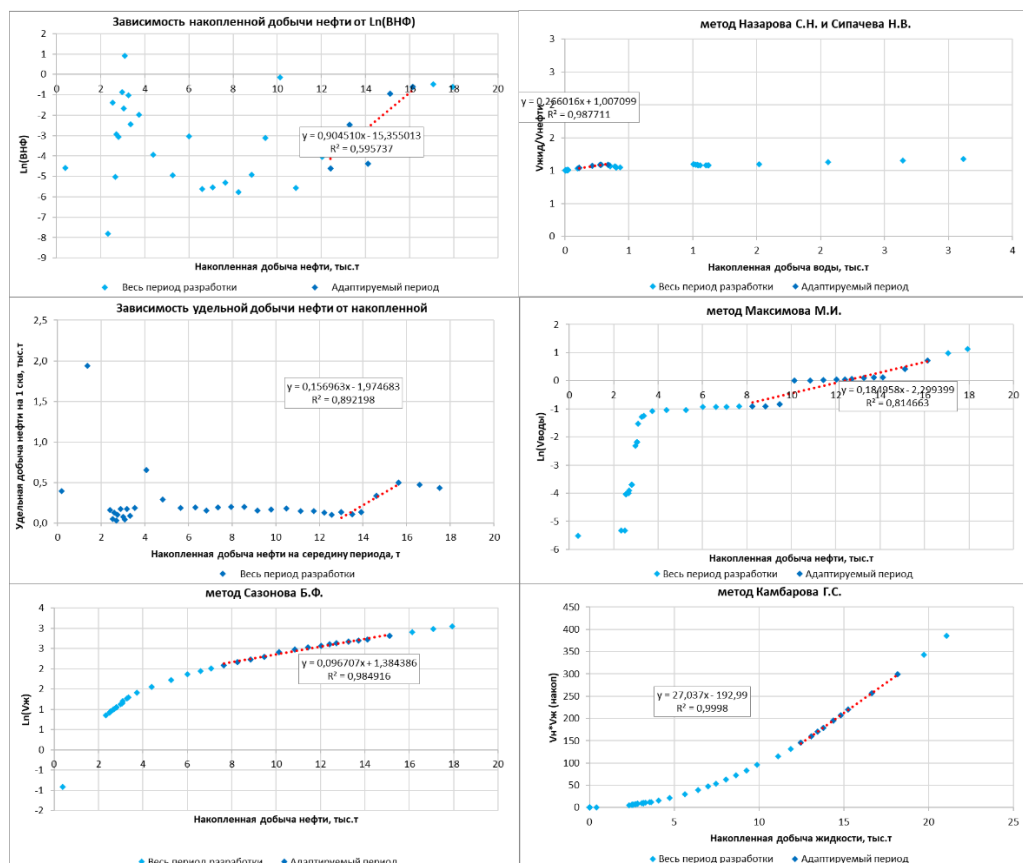


Рис. 3.2.14 – Характеристики вытеснения по различным методикам. II объект

III объект. Результаты расчета вовлеченных запасов

Объект разрабатывается с 2014г. В III эксплуатационный объект входит 2 продуктивных горизонта.

Выработка извлекаемых запасов по III объекту достигает 14,2%. Накопленная добыча нефти составила 14,1 тыс.т, а остаточные извлекаемые запасы нефти равны 84,9 тыс.т. Рассчитанные вовлеченные запасы по объекту в среднем составили 24 тыс.т, что ниже утвержденных начальных извлекаемых запасов.

Таблица 3.2.14 - Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по III объекту

Объект	Запасы нефти, тыс.т			Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИН, доли ед.		
	НГЗ	НИЗ	вовлеченные		утвержденный	текущий	потенциальный
III	756	99	24	14	0,131	0,019	0,031
	Зависимость накопленной добычи от Ln (BHФ)		14				0,018
	Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.		39				0,052
	Зависимость удельной добычи от накопленной		10				0,014
	Методика Максимова М.И.		31				0,041
	Методика Сазонова Б.Ф.		28				0,037
	Методика Камбарова Г.С.		20				0,026

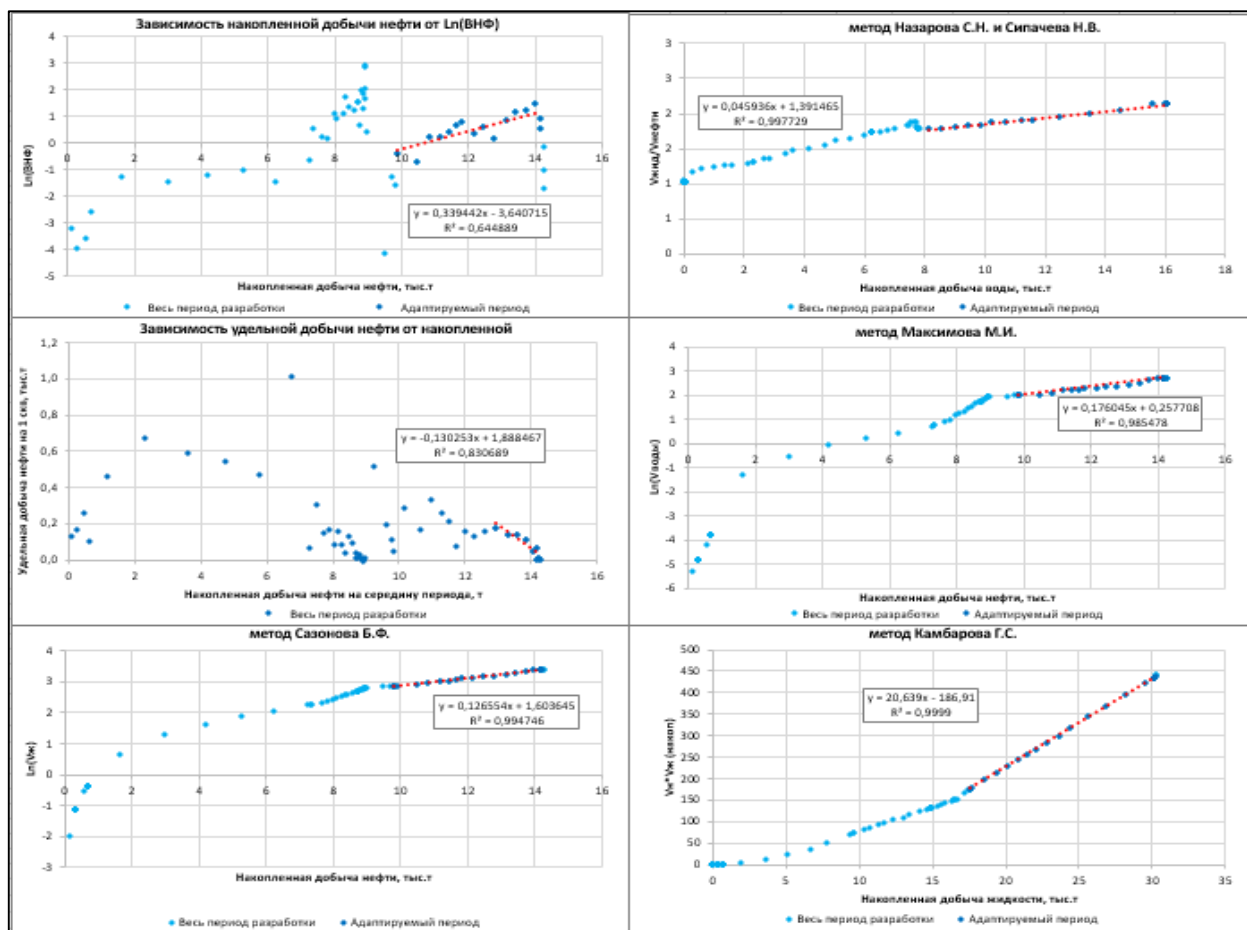


Рис. 3.2.15 – Характеристики вытеснения по различным методикам. III объект

IV объект. Результаты расчета вовлеченных запасов

Объект разрабатывается с 2014г.

Выработка извлекаемых запасов по IV эксплуатационному объекту достигает 42,4%. Накопленная добыча нефти составила 31,4 тыс.т, а остаточные извлекаемые запасы нефти равны 42,6 тыс.т. Рассчитанные вовлеченные запасы по объекту в среднем составили 67 тыс.т, что ниже утвержденных начальных извлекаемых запасов.

Таблица 3.2.15 – Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по IV объекту

Объект	Запасы нефти, тыс.т			Накопленная добыча нефти, тыс.т	КИН, доли ед.		
	НГЗ	НИЗ	вовлеченные		утвержденный	текущий	потенциальный
IV	447	74	67	30	0,166	0,067	0,150
	Зависимость накопленной добычи от $\ln(BHФ)$		37				0,082
	Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.		91				0,204
	Зависимость удельной добычи от накопленной		24				0,053
	Методика Максимова М.И.		103				0,230
	Методика Сазонова Б.Ф.		97				0,216
	Методика Камбарова Г.С.		51				0,114

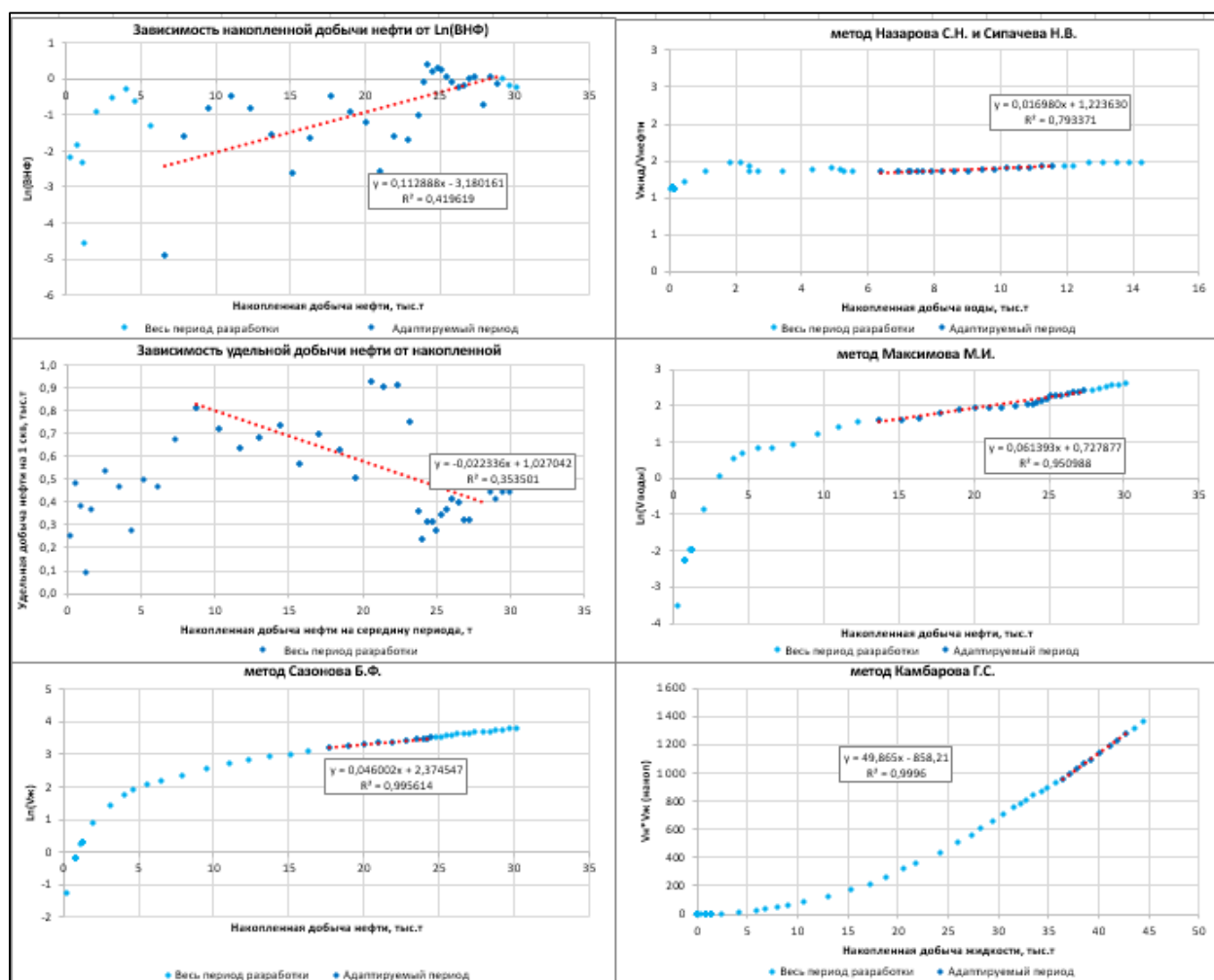


Рис. 3.2.16 – Характеристики вытеснения по различным методикам. IV объект

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

Геолого-физические модели залежей углеводородов месторождения Хаиркелды Юго-Западный по продуктивным горизонтам нижнего мела и верхней юры созданы на основе комплексного рассмотрения интерпретации сейсмических материалов, полученных после проведения полевых сейсмических работ «МОГТ-3Д» в 2013г, данных пробуренных поисковых, разведочных и опережающих добывающих скважин и охарактеризованы результатами интерпретации ГИС (границы пластов-коллекторов, коэффициенты открытой пористости, нефтенасыщенности), исследованиями керна (значения открытой пористости, проницаемости, гранулометрический состав и карбонатность), лабораторными исследованиями по определению физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях по отдельным горизонтам и результатами гидродинамических исследований (пластовое давление, температура и т.д.).

По результатам геологоразведочных работ на дату проектирования на месторождении выделены 8 продуктивных горизонтов, которые приурочены: к отложениям нижнего неокома - продуктивный горизонт М-II, к отложениям акшабулакской свиты верхней юры - 4 продуктивных горизонта Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3 и Ю-0-4 и к кумкольской свите - 3 продуктивных горизонта Ю-I-A, Ю-I-B, Ю-II.

Структура Хаиркелды Юго-Западный имеет блоковое строение. Сбросы, разделяющие структуры на блоки, преимущественно, выделены в юрской толще. Тектоническими нарушениями $f_1, F_1, F_3, f_2, f_3, f_4$ структура делится на три основных блока I, II, III. Домеловые отложения более осложнены сбросами. Блок I продольными геологическими сбросами f_5, f_6 делится на мелкие блоки (подблоки) – I^I, I^{II}, I^{III} , а блок III – на подблоки $III^I, III^{II}, III^{III}$.

По степени изученности подсчитанные запасы нефти оценены по двум категориям C_1 (разведанные) и C_2 (предварительно оцененные).

Границами площадей продуктивности по каждому горизонту являются принятые положения условных ВНК и тектонические нарушения.

Определение значений площадей нефтеносности, средневзвешенных эффективных нефтенасыщенных толщин в пределах принятых контуров нефтеносности произведено на соответствующих подсчетных планах в программах «Map Info Professional 8.0 SCP» и «Map EDIT 5» с контрольным замером планиметром.

Величины эффективных нефтенасыщенных толщин в разрезах скважин определялись на основании анализа результатов проведенного комплекса промыслово-геофизических исследований, с учетом результатов опробования скважин и данных обработки керна. Расчетные значения толщин по залежам определялись по картам изопакит, как средневзвешенные величины по площади для соответствующих горизонтов, блоков и зон.

Коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности коллекторов во всех пробуренных скважинах определялись по данным ГИС, с учетом результатов исследований образцов керна и рассчитывались в программе «Interactive Petrophysics». Средние значения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности по подсчетным объектам определялись как средневзвешенные по толщине величины в соответствующих скважинах по ГИС.

Значения коэффициентов проницаемости продуктивных горизонтов приняты по результатам лабораторных анализов керна.

Параметры свойств нефти в поверхностных условиях приняты по результатам лабораторных исследований устьевых проб.

Для расчета технологических показателей объектов разработки и на этой основе эксплуатационных объектов и месторождения в целом использованы аналитическая и статистическая методики, учитывающие линейные размеры неоднородности d , средние

коэффициенты продуктивности по результатам ГДИС, квадрат коэффициента вариации проницаемости V^2 , учитывающий изменение проницаемости коллекторов по слоям и зонам, физические характеристики залежей и свойства пластовых флюидов, такие как двухфазность потока, различие вязкостей нефти и воды, начальное положение ВНК и т.п., а также фактические показатели эксплуатации добывающих скважин месторождения. По использованной методике, с учетом зональной неоднородности различных свойств элементов залежи и геолого-физических характеристик продуктивных горизонтов по площади и разрезу, а также фактической динамики технологических показателей эксплуатации скважин в зависимости от результатов, выполненных ГТМ и производительности применяемого скважинного оборудования рассчитана динамика добычи нефти и жидкости при имеющихся и заданных условиях.

Для совокупности элементов залежи использована имеющаяся промысловая информация и гидродинамические формулы расчета основных технологических показателей разработки.

В целом, следует отметить сложное строение залежей продуктивных горизонтов месторождения. Задачи пробной эксплуатации были реализованы не в полной мере, несмотря на бурение всех запланированных скважин. Вышеуказанные факты отражаются на текущем представлении о геологической модели месторождения и степени достоверности дальнейшего проектирования разработки.

3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки

Идентификация параметров расчетной модели выполнена по результатам предыдущего периода разработки эксплуатационных объектов, с учетом показателей эксплуатации скважин с самого начала освоения месторождения, а также на основе построения зависимостей коэффициента продуктивности скважин по нефти и жидкости от забойного давления, фактической динамики продуктивности и получения таким образом зависимости добычи нефти по добывающим скважинам от времени эксплуатации, технологических режимов и технологии добычи.

После идентификации параметров по изложенной схеме получены адаптированные расчетные модели эксплуатационных объектов месторождения, отражающие характеристики действующей системы разработки, применяемой технологии эксплуатации скважин и их технологических режимов. В дальнейшем, на базе полученной модели с учетом эффективности рекомендуемых успешно проведенных ранее дополнительных мероприятий и

опыта разработки аналогичных нефтяных месторождений РК проведен прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» в единые объекты эксплуатации объединяются продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж нефтеносности, с близкими физико-химическими свойствами нефти, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

На месторождениях с двумя и более объектами системы размещения добывающих и нагнетательных скважин должны увязываться между собой таким образом, чтобы создать оптимальные условия перевода скважин с объекта на объект и общего поверхностного обустройства месторождения.

Эффективность системы разработки любого месторождения зависит от степени его изученности, достоверности построенной геолого-физической модели месторождения и правильного выделения эксплуатационных объектов.

При выделении эксплуатационных объектов на месторождении Хаиркелды Юго-Западный, наряду с экономической целесообразностью и технологической эффективностью на первый план выходит геологическое строение, блочный характер и геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов.

Исходные геолого-физические характеристики выделенных эксплуатационных объектов представлены в таблице 3.4.1.

На дату проектирования месторождение находится на этапе промышленной добычи, залежи углеводородов имеют сложный характер строения и характеризуются блочным строением, наличием зон глинизации и тектонических нарушений. О высокой неоднородности коллекторских свойств продуктивных горизонтов свидетельствуют заглинизированность и невыдержанность коллекторов по площади и разрезу, их высокая расчлененность.

В пределах месторождения выделены 8 продуктивных горизонтов в отложениях нижнего мела и верхней юры: горизонты М-II, Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4, Ю-I-A, Ю-I-B, Ю-II.

Залежи нефтяные, представлены терригенными отложениями (песчаниками с прослойками алевролитов и глин, гравелитами), по типу пластовые, сводовые, тектонически-экранированные. Нефть легкая, высокопарафинистая, малосернистая, смолистая.

В пределах подсчетных объектов Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4, Ю-I-A, Ю-I-B, Ю-II геологические запасы нефти оценены частично по категориям C_1 и C_2 , а по объекту М-II запасы нефти оценены полностью по категории C_1 .

На данной стадии проектирования разработки месторождения, учитывая характер структурного залегания и геометрии залежей нефти, начальные термобарические условия, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства нефти, категории и величины геологических запасов нефти, а также контуры нефтеносности выделено для разработки 4 эксплуатационных объекта:

- *I объект – залежь М-II;*
- *II объект – залежи Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4;*
- *III объект – залежи Ю-I-A, Ю-I-B;*
- *IV объект – залежи Ю-II.*

Данное выделение эксплуатационных объектов выглядит наиболее оптимальным при текущей степени изученности и геолого-физических характеристиках месторождения.

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Наименование	Эксплуатационные объекты / Продуктивные горизонты							
	I	II						
	М-II	Ю-0-1			Ю-0-2			
	блок I	блок I'	блок I''	блок I'''	блок I'	блок I''	блок I'''	блок II
Средняя глубина залегания по кровле горизонта Н, м	1802	1865				1909		
ВНК, м	-1601,9- 1603,8	-1664,8	- 1660	-1647,5		-1698,0	-1684,9	-1722,3-1727,1
Тип залежи	пластовые, тектонические и литологические экранированные							
Тип коллектора	терригенные							
Площадь нефтеносности S (C ₁ /C ₂), тыс.м ²	3853/ 1181	623/ -	920/ -	-/ 732	-/ 489	739/ -	-/ 1220	571/ 1543
Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина h _н (C ₁ /C ₂), м	5,2/ 1,9	5,6/ -	4,5/ -	-/ 0,6	-/ 2,3	6,1/ -	-/ 2,4	0,4/ 0,9
Средняя насыщенность нефтью S _н (C ₁ /C ₂), доли ед.	0,64/ 0,64	0,62/ -	0,65/ -	-/ 0,50	-/ 0,60	0,50/ -	-/ 0,59	0,45/ 0,45
Пористость m, доли ед.	0,18/ 0,18	0,21/ -	0,20/ -	-/ 0,17	-/ 0,18	0,18/ -	-/ 0,17	0,18/ 0,18
Проницаемость k, мкм ²	52,54					2,16		
Коэффициент песчанистости д.ед.	0,52	0,20	0,24	0,27		0,25	0,26	0,22
Коэффициент расчлененности д.ед.	6,5	12,0	3,0	4,5		5,0	6,5	6,3
Пластовое давление Рпл, МПа	16,4		17,85			17,69		
Пластовая температура Тпл, °С	80,6		83,3			83,3		
Плотность пластовой нефти ρ _{н.пл.} , г/см ³	0,630		0,705			0,705		
Плотность нефти в пов. усл. ρ _{н.пов.} , г/см ³	0,801		0,828			0,827		0,784
Давление насыщения нефти газом Рнас, МПа	15,35		11,08			11,08		
Газосодержание нефти R _н , м ³ /т	178,0		117,8			117,8		
Объемный коэффициент нефти V _н , доли ед.	1,522		1,443			1,443		
Вязкость нефти μ _н , мПа×с	0,44		0,68			0,68		
Плотность воды, т/м ³	1,051		1,057				1,064	1,041
Кинемат. вязкость нефти при 20°С, μн, мм ² /с	5,371		38,6			19,65		2,546
Содержание серы в нефти, % масс.	0,096		0,188			0,151		0,074
Содержание парафина в нефти, % масс.	10,0		10,5			14,0		3,9
Содержание смол силикагелевых, % масс.	11,8		12,7			7,4		8,3
Коэффициент продуктивности, Кпр, м ³ /(сут×МПа)								
Начальные геологические запасы нефти, тыс.т								
в т.ч. по категориям: C ₁ /C ₂	1270 / -	- / 134	293 / -	101 / -	- / 150	195 / -	91 / -	- / 66
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т								
в т.ч. по категориям: C ₁ /C ₂	360 / -	- / 12	35 / -	12 / -	- / 13	23 / -	11 / -	/ 5
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.								
в т.ч. по категориям: C ₁ /C ₂	0,284 / -	- / 0,089	0,118 / -	0,118 / -	- / 0,089	0,118 / -	0,118 / -	- / 0,089

Продолжение таблицы 3.4.1

Наименование	Эксплуатационные объекты / Продуктивные горизонты					
	II					
	Ю-0-3				Ю-0-4	
	блок I'	блок I''	блок I'''	блок II	блок I'	блок I''
Средняя глубина залегания по кровле горизонта Н, м						
ВНК, м	-1687,7	-1685,3	-1683,7	-1722,3	-1710,2	-1694,7
Тип залежи	пластовые, тектонические и литологические экранированные					
Тип коллектора	терригенные					
Площадь нефтеносности S (C ₁ /C ₂), тыс.м ²	-/553	607/ -	-/ 816	-/ 1921	-/ 331	
Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина h _н (C ₁ /C ₂), м						
Средняя насыщенность нефтью S _н (C ₁ /C ₂), доли ед.						
Пористость m, доли ед.	0,18				0,19	
Проницаемость k, мкм ²						
Коэффициент песчанистости д.ед.	0,22				0,27	
Коэффициент расчлененности д.ед.	4,63				1,86	
Пластовое давление Р _{пл} , МПа						
Пластовая температура Т _{пл} , °С	83,3				83,3	
Плотность пластовой нефти ρ _{н.пл.} , г/см ³	0,705				0,705	
Плотность нефти в пов. усл. ρ _{н.пов.} , г/см ³						
Давление насыщения нефти газом Р _{нас} , МПа	11,08				11,08	
Газосодержание нефти R _н , м ³ /т	117,80				117,80	
Объемный коэффициент нефти В _н , доли ед.	1,443				1,443	
Вязкость нефти μ _н , мПа×с	0,68				0,68	
Плотность воды, т/м ³						
Кинемат. вязкость нефти при 20°С, μн, мм ² /с	21,91			2,55	21,91	
Содержание серы в нефти, % масс.	0,13			0,07	013	
Содержание парафина в нефти, % масс.	13,1			3,90	13,1	
Содержание смол силикагелевых, % масс.						
Коэффициент продуктивности, Кпр, м ³ /(сут×МПа)						
Начальные геологические запасы нефти, тыс.т						
в т.ч. по категориям: C ₁ /C ₂	- / 143	86 / -	- / 104	- / 68	- / 10	18 / -
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т						
в т.ч. по категориям: C ₁ /C ₂	- / 17	10 / -	- / 9	- / 8	- / 1	2 / -
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.						
в т.ч. по категориям: C ₁ /C ₂	-/0,118	0,118 / -	- / 0,089	- / 0,118	- / 0,089	0,118 / -

Продолжение таблицы 3.4.1

Наименование	Эксплуатационные объекты / Продуктивные горизонты												
	III											IV	
	Ю-I-A						Ю-I-B					Ю-II	
	блок I'	блок I''	блок I'''	блок II	блок III'	блок III''	блок I'	блок I''	блок II	блок III''	блок III'''	блок I''	блок II
Средн. глубина залег-я по кровле гориз. Н, м	1946						1985						
ВНК, м	-1730,6	-1728,8	-1726,5 -1727,8	-1762,0	-1757,1	-1775,2	-1759,3		-1778,6 -1782,4		-1787,4	-1792,0	-1841,4
Тип залежи	пластовые, тектонические и литологические экранированные												
Тип коллектора	терригенные												
Площадь нефтеносности S (C ₁ /C ₂), тыс.м ²	-/ 517	713/ -	-/ 1476	508/ 324	-/ 86	1255/ -	312/ -		-/ 1036		826/ -	454/ -	1281/ -
Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина h _н (C ₁ /C ₂), м	-/ 3,7	3,6/ -	-/ 3,9	3,4/ 1,0	-/ 2,2	7,0/ -	0,9/ -		-/ 1,7		1,0/ -	0,9/ -	3,0/ -
Средняя насыщенность нефтью S _н (C ₁ /C ₂), доли ед.	-/ 0,61	0,64/ -	-/ 0,62	0,48/ 0,48	-/ 0,46	0,48/ -	0,59/ -		-/ 0,46		0,50/ -	0,61/ -	0,62/ -
Пористость m, доли ед.	-/ 0,19	0,19/ -	-/ 0,20	0,16/ 0,16	-/ 0,19	0,16/ -	0,20/ -		-/ 0,18		0,17/ -	0,22/ -	0,19/ -
Проницаемость k, мкм ²											555,3		
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,74	0,33	0,25	0,27		0,28	0,63		0,89		0,66	0,57	0,34
Коэффициент расчлененности д.ед.	6,5	3,0	5,0	4,0		4,0	6,5		5,0		10,0	3,0	3,3
Пластовое давление P _{пл} , МПа		16,17			19,20	19,00	19,63				19,65		15,7
Пластовая температура T _{пл} , °C		85,5				86,0	87,8						89,9
Плотность пластовой нефти ρ _{н.пл.} , г/см ³		0,684				0,804	0,704				0,764		0,726
Плотность нефти в пов. усл. ρ _{н.пов.} , г/см ³		0,797	0,847				0,786				0,798		0,834
Давление насыщения нефти газом P _{нас} , МПа		14,53				7,08	6,56						8,79
Газосодержание нефти R _н , м ³ /т		152,0					118,6						73,6
Объемный коэффициент нефти В _н , доли ед.		1,467					1,337						1,254
Вязкость нефти μ _н , мПа×с		0,64				2,06	0,64				0,97		0,21
Плотность воды, т/м ³			1,062	1,060									
Кинемат. вязкость нефти при 20°C, μн, мм ² /с		4,875	16,62				2,351				3,804		
Содержание серы в нефти, % масс.		0,093	0,186				0,097				0,090		
Содержание парафина в нефти, % масс.		9,6	8,6				4,6				11,0		
Содержание смол силикагелевых, % масс.		9,6	8,8				4				10,9		
Коэффициент продуктивности, Кпр, м ³ /(сут×МПа)													
Нач. геологические запасы нефти, тыс.т													
в т.ч. по категориям: C ₁ /C ₂	- / 126	321 / -	- / 285	87 / 16	- / 28	296 / 166	18 / -	- / 74	- / 85	- / 15	61 / 70	152 / -	295 / -
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т													
в т.ч. по категориям: C ₁ /C ₂	- / 12	41 / -	- / 27	14 / 2	- / 3	34 / 16	2 / -	- / 7	- / 8	- / 1	8 / 7	25 / -	49 / -
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.													
в т.ч. по категориям: C ₁ /C ₂	- / 0,095	0,126 / -	- / 0,095	0,161 / 0,121	- / 0,121	0,129/0,09 7	0,129 / -	-/ 0,097	-/ 0,097	-/ 0,097	0,129 / 0,097	0,165 / -	0,165 / -

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Для расчета технологических показателей разработки и обоснования коэффициентов извлечения нефти рассмотрены варианты с различной системой разработки с бурением новых нефтедобывающих скважин для уплотнения сетки с учетом текущей разбуренности залежей продуктивных горизонтов выделенных эксплуатационных объектов. Основными вариантами рассматривается разработка объектов на режиме истощения (горизонты Ю-0, Ю-I и Ю-II) и с поддержанием пластового давления (ППД) путем закачки пластовой воды (горизонт М-II).

По всем эксплуатационным объектам рассчитано по три варианта разработки.

Выбор расчетных вариантов разработки I эксплуатационного объекта (горизонт М-II)

Для объекта I рассмотрены три варианта разработки, различающихся количеством добывающих и нагнетательных скважин. В качестве первого – базового варианта принят вариант, продолжающий реализацию сложившейся системы разработки без бурения. Предусматривается перевод скважины №13 из другого объекта и ремонтно изоляционные работы (РИР) по скважине №12, система ППД предусматривается на скважине № 6.

Вариант 2 предусматривает бурение трех добывающих скважин, перевод одной скважины между объектами и перевод под ППД скважин №№ 7, 8, 11.

В рамках третьего варианта предусматривается бурение одной скважины.

По всем вариантам предполагается эксплуатация добывающих скважин фонтанным и механизированным способом с поддержанием забойного давления согласно «Единым правилам...».

Схема расположения пробуренных и проектных скважин приведена на графических приложениях.

Выбор расчетных вариантов разработки I эксплуатационного объекта (горизонт М-II)

Ниже представлена подробная характеристика вариантов разработки:

- Вариант 1 (базовый) – данный вариант предусматривает перевод одной скважины из другого объекта (№13) и РИР на одной скважине (№12). Для организации ППД на объекте запланирован ввод из консерваций скважина №6. Фонд добывающих скважин достигает пять единиц, нагнетательных – 1 единицу;
- Вариант 2 – предусматривает бурение двух добывающих скважин №№ 19, 20. На ППД запланирован ввод из бездействия одной скважины. Фонд добывающих скважин достигает 7 единиц, нагнетательных – 2 единицу;
- Вариант 3 – основан на базе второго варианта и предполагает бурение 1 добывающей скважины (21). Фонд добывающих скважин достигнет 8 единиц, нагнетательных – 2-х единиц.

Основные исходные характеристики вариантов разработки для I объекта (горизонт М-II) представлены в таблице 3.4.2. График ввода скважин из бурения представлен в таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.2 –Исходные характеристики расчетных вариантов разработки I объекта

Проектные характеристики	Варианты разработки		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Геологические запасы нефти В+С1 (С2), тыс.т.	1270(-)		
Система воздействия, режим	ППД водой		
Система размещения скважин	Площадная		
Фонд проектных добывающих скважин	-	2	1
Фонд проектных водонагнетательных скважин	-	-	-
Фонд добывающих скважин	4	7	8
Фонд нагнетательных скважин:	1	2	2
Плотность сетки, га/скв.	128,4	55,0	35,0
Коэффициент использования фонда скважин, д. ед.	1,0	1,0	1,0
Коэффициенты эксплуатации новых скв., д. ед.:			
- добывающих	-	0,5	0,5
- нагнетательных	-	0,9	0,9
Геолого-технологические мероприятия	переводы м/у объектами, перевод скважин под закачку воды		
Способ эксплуатации добывающих скважин	Механизированный / Фонтанный		
Режим работы скважин			
- добывающих	$R_{заб} > R_{нас}$		
- водонагнетательных	-		
Давление нагнетания на забое, МПа	на минимально возможном уровне		
водонагнетательных	-		
Рабочий агент для закачки в пласт	вода		

Таблица 3.4.3 – График ввода скважин из бурения. I объект

Годы	Варианты разработки					
	1 вариант		2 вариант		3 вариант	
	Бурение	Перевод	Бурение	Перевод	Бурение	Перевод
2024						
2025						
2026						
2027			19		19	
2028			20		20	
2029						
2030					21	
2031						
2032						
2033						
2034						
2035						
2036						
2037		13		13		13

Выбор расчетных вариантов разработки II эксплуатационного объекта (горизонты Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4)

Вариант 1 (базовый) – включает в себя бурение скважины №17 в 2024г. и проведение ремонтно-изоляционных работ на скважине №1. Разработка объекта будет осуществляться на естественном режиме. Фонд добывающих скважин составит 2 единицу.

Вариант 2 – аналогичен к 1 варианту.

Вариант 3 – аналогичен ко 2 варианту.

Основные исходные характеристики вариантов разработки для II объекта (горизонты Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4) представлены в таблице 3.4.4. График ввода скважин из бурения представлен в таблице 3.4.5.

Таблица 3.4.4 – Исходные характеристики расчетных вариантов разработки II объекта

Проектные характеристики	Варианты разработки		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Геологические запасы нефти В+С1 (С2), тыс.т.	784 (675)		
Система воздействия, режим	Без ППД		
Система размещения скважин	-	Площадная	
Фонд проектных добывающих скважин	1	1	1
Фонд проектных водонагнетательных скважин	-	-	-
Фонд добывающих скважин	2	2	2
Фонд нагнетательных скважин:	-	-	-
Плотность сетки, га/скв.	154,3	30,9	38,6
Коэффициент использования фонда скважин, д. ед.	1,0	1,0	1,0
Коэффициенты эксплуатации новых скважин, д. ед.:			
- добывающих	-	0,5	0,5
- нагнетательных	-	-	-
Геолого-технологические мероприятия	переводы м/у объектами		
Способ эксплуатации добывающих скважин	механизированный		
Режим работы скважин			
- добывающих	Рзаб>Рнас		
- водонагнетательных	-		
Давление нагнетания на забое, МПа	на минимально возможном уровне		
водонагнетательных	-		
Рабочий агент для закачки в пласт	-		

Таблица 3.4.5 – График ввода скважин из бурения. II объект

Годы	Варианты разработки				
	1 вариант	2 вариант		3 вариант	
	Бурение	Бурение	Перевод	Перевод	Бурение
2024	17	17		17	
2025					
2026					
2027					
2028					
2029					
2030					
2031					
2032					
2033					

Выбор расчетных вариантов разработки III эксплуатационного объекта (горизонты Ю-I-A, Ю-I-B)

Вариант 1 (базовый) – предусматривает перевод одной скважины с другого объекта (№12), бурение дополнительных скважин на объект не предусматривается. Разработка объекта будет осуществляться на естественном режиме. Фонд добывающих скважин составит 2 единицы.

Вариант 2 – предусматривает перевод скважины №19 с другого объекта, бурение новых скважин не предусмотрено. Фонд добывающих скважин достигает 3 единиц.

Вариант 3 – представляет собой разработку месторождения согласно сложившейся системе разработки на естественном режиме. Бурение новых скважин не запланировано. Фонд добывающих скважин достигнет 3 единиц.

Основные исходные характеристики вариантов разработки для III объекта (горизонты Ю-I-A, Ю-I-B) представлены в таблице 3.4.6. График ввода скважин из бурения представлен в таблице 3.4.7.

Таблица 3.4.6 – Исходные характеристики вариантов разработки III объекта

Проектные характеристики	Варианты разработки		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Геологические запасы нефти В+С1 (С2), тыс.т.	756 (865)		
Система воздействия, режим	Без ППД		
Система размещения скважин	-	Площадная	
Фонд проектных добывающих скважин	-	-	-
Фонд проектных водонагнетательных скважин	-	-	-
Фонд добывающих скважин	2	3	3
Фонд нагнетательных скважин:	-	-	-
Плотность сетки, га/скв.	123,8	49,5	22,5
Коэффициент использования фонда скважин, д. ед.	1,0	1,0	1,0
Коэффициенты эксплуатации новых скважин, д. ед.:			
- добывающих	-	0,5	0,5
- нагнетательных	-	-	-
Геолого-технологические мероприятия	переводы м/у объектами		
Способ эксплуатации добывающих скважин	механизированный		
Режим работы скважин			
- добывающих	Рзаб>Рнас		
- водонагнетательных	-		
Давление нагнетания на забое, МПа	на минимально возможном уровне		
водонагнетательных	-		
Рабочий агент для закачки в пласт	-		

Таблица 3.4.7 – График ввода скважин из бурения. III объект

Годы	Варианты разработки					
	1 вариант		2 вариант		3 вариант	
	Бурение	Перевод	Бурение	Перевод	Бурение	Перевод
2024						
2025						
2026						
2027						
2028						
2029						
2030						
2031		12		12		12
2032						
2033				18		18

Выбор расчетных вариантов разработки IV эксплуатационного объекта (горизонт Ю-II)

Вариант 1 (базовый) – предусматривает разработку объекта одной скважиной № 9, бурение дополнительных скважин нет. Разработка объекта будет осуществляться на естественном режиме. Фонд добывающих скважин составит 1 единицу.

Вариант 2 – аналогичен к первому варианту.

Вариант 3 – аналогичен к первому и второму варианту.

Основные исходные характеристики вариантов разработки для IV эксплуатационного объекта (горизонт Ю-II) представлены в таблице 3.4.8. График ввода скважин из бурения представлен в таблице 3.4.9.

Таблица 3.4.8 – Исходные характеристики вариантов разработки IV объекта

Проектные характеристики	Варианты разработки		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Геологические запасы нефти В+С1 (С2), тыс.т.	447 (-)		
Система воздействия, режим	Без ППД		
Система размещения скважин	-	Площадная	
Фонд проектных добывающих скважин	-	-	-
Фонд проектных водонагнетательных скважин	-	-	-
Фонд добывающих скважин	1	1	1
Фонд нагнетательных скважин:	-	-	-
Плотность сетки, га/скв.	86,7	43,4	34,7
Коэффициент использования фонда скважин, д. ед.	1,0	1,0	1,0
Коэффициенты эксплуатации новых скважин, д. ед.:			
- добывающих	-	0,5	0,5
- нагнетательных	-	-	-
Геолого-технологические мероприятия	-		
Способ эксплуатации добывающих скважин	Механизированный		
Режим работы скважин			
- добывающих	Рзаб>Рнас		
- водонагнетательных	-		
Давление нагнетания на забое, МПа	на минимально возможном уровне		
водонагнетательных	-		
Рабочий агент для закачки в пласт	-		

Выбор расчетных вариантов разработки месторождения в целом

По месторождению в целом рассмотрено три варианта разработки, различающихся между собой количеством бурения добывающих скважин и переводов скважин под нагнетание:

- Вариант 1 (базовый) – предусматривает бурения одной оставшиеся проектной скважины (скв.№17 в 2024г.), перевод двух скважин между объектами и РИР на двух скважинах (№№ 1, 12). Для организации системы ППД на I объекте запланирован перевод под нагнетание одной скважины (№6) в 2026г.
- Вариант 2 (рекомендуемый) – основан на базе первого и дополнительно предусматривает бурение 2 новых добывающих скважин и перевод двух скважин между объектами. Для организации системы ППД на I объекте запланирован перевод под нагнетание одной скважины в 2028г.
- Вариант 3 – основан на базе второго и дополнительно предусматривает бурение 1 добывающей скважины.

Эксплуатация добывающих скважин на месторождении предполагается фонтанным и механизированным способом с поддержанием забойного давления на уровне не ниже давления насыщения. Значение коэффициента эксплуатации принято на уровне 0,5 д.ед. для вновь пробуренных скважин и 0,9 доли ед. для остального действующего фонда.

Критерием остановки добывающих скважин приняты следующие значения: обводненность добываемой продукции на уровне 99% и дебит жидкости добывающих скважин на уровне ниже 1 т/сут.

Основные исходные характеристики вариантов разработки по месторождению Хаиркелды Юго-Западный представлены в таблице 3.4.10. График ввода скважин из бурения представлен в таблице 3.4.11. Адресная программа ГТМ представлен в таблице 3.4.13.

Таблица 3.4.10 –Исходные характеристики расчетных вариантов разработки месторождения Хаиркелды Юго-западный

Проектные характеристики	Варианты разработки		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Геологические запасы нефти В+С1 (С2), тыс.т.	3257 (1540)		
Система воздействия, режим	ППД водой		
Система размещения скважин	-	Площадная	
Фонд проектных добывающих скважин	1	3	4
Фонд проектных водонагнетательных скважин	-	-	-
Фонд добывающих скважин	17	20	21
Фонд нагнетательных скважин:	1	2	2
Плотность сетки, га/скв.	55,0	25,7	8,9
Коэффициент использования фонда скважин, д. ед.	1,0	1,0	1,0
Коэффициенты эксплуатации новых скважин, д. ед.:			
- добывающих	-	0,5	0,5
- нагнетательных	-	0,9	0,9
Геолого-технологические мероприятия	переводы м/у объектами, перевод скважин под закачку воды, РИР		
Способ эксплуатации добывающих скважин	Механизированный / Фонтанный		
Режим работы скважин			
- добывающих	Рзаб>Рнас		
- водонагнетательных	-	-	
Давление нагнетания на забое, МПа	на минимально возможном уровне		
водонагнетательных	-	-	
Рабочий агент для закачки в пласт	вода		

Таблица 3.4.11 – График ввода скважин из бурения. Месторождение Хаиркелды Ю.З.

Годы	Варианты разработки					
	1 вариант		2 вариант		3 вариант	
	Бурение	Перевод	Бурение	Перевод	Бурение	Перевод
2024	17		17		17	
2025			19		19	
2026			20		20	
2027						
2028					21	
2029						
2030						
2031		12		12		12
2032				17		17
2033				19		19
2034						
2035						
2036						
2037		13		13		13

Таблица 3.4.12 - Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	Варианты		
	1	2	3
Режим разработки	УпругОВОДОНАпорный	УпругОВОДОНАпорный	УпругОВОДОНАпорный
Схема размещения скважин	Избирательная	Избирательная	Избирательная
Расстояние между скважинами, м	250-750	250-750	250-750
Плотность сетки скважин, га/скв.	44,5	44,5	42,1
Коэф. охвата процессом вытеснения, доли ед.	0,526	0,529	0,53
Режим работы скважин: - добывающая (депрессия)	4-5 МПа	2-4 МПа	3-4 МПа
- нагнетательная	Рзаб.=Ргидроразрыва минус 0.5 МПа	Рзаб.=Ргидроразрыва минус 0.5 МПа	Рзаб.=Ргидроразрыва минус 0.5 МПа
Коэф. использования скважин, доли ед.:			
- добывающих	0,95	0,95	0,95
- нагнетательных	0,95	0,95	0,95
Коэффициент экспл. скважин, доли ед.:			
- добывающих	0,9	0,9	0,9
- нагнетательных	0,95	0,95	0,95
Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому экспл. объекту	I об – 2/0 II об – 7/3 III об – 7/4 IV об – 1/2 Возвр. об – 3/0	I об – 3/0 II об – 11/3 III об – 8/3 IV об – 2/1 Возвр. об – 8/0	I об – 3/0 II об – 12/3 III об – 9/3 IV об – 2/1 Возвр. об – 9/0
Коэф. компенсации по залежам, %	+/-10% от годовых показателей		
Отношение пластового (а) и забойного (б) давления к давлению насыщения	1,0-1,7 (а) /0,4-1,0 (б)	1,0-1,7 (а) /0,5-1,0 (б)	1,0-1,7 (а) /0,5-1,0 (б)
Отношение пластового давления к забойному давлению	1,6-2,5	1,4-1,9	1,4-1,9
Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т	I об – 118,1 II об – 325,4 III об – 81,7 IV об – 72,2 Возвр. – 83,5	I об – 118,1 II об – 317,8 III об – 102,9 IV об – 104,7 Возвр. – 49,2	I об – 118,1 II об – 317,8 III об – 98,8 IV об – 100,7 Возвр. – 49,2
Объемы добычи нефти, тыс.т	+/-10% от годовых показателей		
Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давл., тыс.м ³	+/-10% от годовых показателей		
Показатели ввода экспл-х скважин	0 добывающих/ 0 нагнетательных	3 добывающих/ 0 нагнетательных	1 добывающих/ 0 нагнетательных

Таблица 3.4.13-Адресная программа ГТМ

№№ скв-н	Годы	Вид ГТМ	Целевой объект	Варианты разработки		
				1	2	3
17	2024	Ввод из бурение	II	+	+	+
12	2025	РИР	I	+	+	+
1	2025	РИР	II	+	+	+
13	2037	Перевод на горизонт М-II	I	+	+	+
12	2031	Перевод на горизонт Ю-1-А	III	+	+	+
20	2026	Ввод из бурение	I		+	+
17	2032	Перевод на горизонт М-II	I		+	+
19	2025	Ввод из бурение	I		+	+
19	2033	Перевод на горизонт Ю-1-А	III		+	+
17	2024	Ввод из бурение	II	+	+	+

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Исходя из горно-геологических условий залегания продуктивных горизонтов и степени гидродинамической изученности, месторождение имеет сложное строение и залежи находятся в замкнутых блоках. Разработка месторождения Хаиркелды Юго-Западный предполагается на водонапорном режиме, а основное поддержание пластовой энергии и вытеснение нефти предусматривается за счет активных контурных вод. В связи с этим, в рамках настоящего проекта реализация системы ППД предусматривается через 2 нагнетательные скважины №№ 7,11. Система ППД на месторождении предусмотрена только на I эксплуатационном объекте. Закачка воды, в большей степени, будет выполнять функцию апробирования ППД на его возможное внедрение в будущем, если имеющаяся динамическая модель месторождения и режим работы не подтвердятся.

Рассматривая возможность перехода на систему разработки с ППД для определения режимов работы нагнетательных скважин (Р_{наг}, приемистость, и т.д.), и изучения взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин в период реализации рекомендуемого варианта разработки предлагается провести соответствующие исследовательские работы.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Выбор методики прогнозирования технологических показателей разработки зависит от стадии освоения и степени изученности месторождения, принятой геолого-физической модели, режимов эксплуатации залежей и возможных вариантов разработки, а также накопленного опыта разработки аналогичных месторождений.

При составлении настоящего отчета использована слоисто-вероятностная модель, учитывающая зональную и послойную неоднородность пластов по коллекторским свойствам. Все расчётные параметры определялись исходя из материалов опробования, результатов эксплуатации скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов.

Прогноз технологических показателей разработки эксплуатационных объектов был рассчитан на базе методики «ТатНИПИнефть». Обоснованность применения данной методики, базирующейся на прямых промысловых измерениях эксплуатации скважин, а именно на их коэффициентах продуктивности, дебитах нефти и жидкости, накопленных отборах нефти и жидкости, текущих и накопленных величинах закачки вытесняющего агента, забойных и пластовых давлениях основана на многолетнем эффективном опыте применения на месторождениях Казахстана и СНГ.

Управление разработкой нефтяной залежи представлено следующей системой формул, которые зависят от расчетных начальных извлекаемых запасов нефти и жидкости, а также от модифицированного амплитудного дебита, введенного на середину t -го года.

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q^t = q_0^t Q_{\text{н}}^t + 12q_0^t [Q_{\text{н}}^t - \sum q_{t-1}^i - 1]$$

где

- текущий амплитудный дебит на середину t -го года, т/год;

- введенные в разработку к середине t -го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т;

- суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

Для расчета амплитудного дебита используют формулу:

$$q_0 = \tau \cdot \eta_{\text{ср}} \cdot n \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}) \cdot \varphi \cdot \xi_1 \cdot \xi_2$$

где

τ - время работы скважин;

n - общее число скважин (добывающих и нагнетательных);

$P_{\text{сн}}$ - забойное давление на нагнетательных скважинах;

$P_{\text{сэ}}$ - забойное давление на добывающих скважинах;

φ - функция относительной производительности скважин, учитывающая различие скважин по продуктивности, взаимное размещение и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти;

ξ_1, ξ_2 - коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Извлекаемые запасы определяются по формуле: $Q_{\text{н}} = Q_6 \cdot \text{КИН}$

где

Q_6 - балансовые запасы нефти;

КИН - коэффициент извлечения нефти, который определяется как:

$$\text{КИН} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4.$$

Коэффициент K_1 называется коэффициентом сетки и зависит от числа промысловых скважин и расстояния между ними:

$$K_1 = e - \alpha \cdot S^1, \alpha = w^2/d^2$$

где

S – площадь, приходящаяся на одну скважину;

w - доля неколлектора по площади распространения обособленных слоев;

d - площадь квадратных зон, которыми моделируется зональная неоднородность пластов.

Коэффициент K_2 в формуле КИН, обозначает коэффициент вытеснения.

Коэффициент K_3 в формуле КИН характеризует коэффициент заводнения и определяется по формуле: $K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A$

где

$K_{3н}$ - доля отбора подвижных запасов за безводный период;

$K_{3к}$ - конечная доля отбора подвижных запасов;

A – расчетная предельная обводненность.

$$K_{3н} = 11,2 + 4,2 \cdot V^2 \quad K_{3к} = 10,95 + 0,25 \cdot V^2 \quad A = A^2(1 - A^2) \cdot \mu_0 + A^2$$

где

V^2 – расчетная послойная неоднородность;

A^2 – предельная массовая доля вытесняющего агента в дебите жидкости эксплуатационных скважин;

μ_0 – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и воды в пластовых условиях:

$$\mu_0 = 12 \cdot (1 + \mu_*) \cdot \rho_v \rho_n \cdot b_n \quad \mu_* = \mu_n \mu_v \cdot K_{21.5}$$

где

ρ_v, ρ_n - плотности воды и нефти;

b_n - объемный коэффициент нефти;

K_2 – коэффициент вытеснения.

Для определения значения расчетной послойной неоднородности (V^2) необходимо установить действительную послойную и зональную неоднородности:

$$V^2 = (V_1^2 + 1) \cdot (23(M - 1)^2 M \cdot 2\mu_* + 1) \cdot (V_{зон}^2 + 1 V_{зон}^2 n_* + 1 + 1) - 1$$

M - соотношение длин нейтральной (самой длинной) и главной (самой короткой) линий тока, идущих от нагнетательной скважины к добывающей;

n^* - число сторон подхода воды к добывающим скважинам (при 5-ти точечной системе размещения скважин эта величина равна 4).

Коэффициент надежности K_4 при отсутствии дублирования аварийно выбывших скважин этот коэффициент принимает вид: $K_4=1/(1+1/I \cdot T)$

где

I – текущий годовой темп отбора извлекаемых запасов нефти;

T – средняя долговечность скважины, годы.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q^t_F = q^t_0 Q^t_{Fi} + 12 q^t_0 [Q^t_{Fi} - \sum q^i_{Ft} - 1i - 1]$$

где

- введенные в разработку к середине t -го года начальные извлекаемые запасы жидкости;

- суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы;

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fi} = Q_i \cdot F / K_3, \text{ где}$$

F – расчетный суммарный отбор жидкости, доли подвижных запасов нефти.

$$F = K_{3n} + (K_{3k} - K_{3n}) \cdot \ln 1/1 - A$$

Объем закачки вытесняющего агента:

$$q^t_3 = [q^t \cdot \rho_* + (q^t_F - q^t) \cdot \mu_0] \cdot (1 + \varepsilon_3), \text{ где}$$

ρ_* - соотношение плотностей закачиваемого агента к нефти в пластовых условиях;

ε_3 - теряемая доля закачиваемого агента.

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

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными технологическими показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти, полученными при анализе исходных экономических показателей, нормативами эксплуатационных затрат, представленных Недропользователем.

Капитальные вложения в объекты нефтепромыслового обустройства производились в соответствии с объемными технологическими показателями по каждому варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений:

- Бурение скважин.

- ГТМ.
- Обустройство добывающих скважин;
- Обустройство месторождения.

Таблица 3.5.1 - Нормативы капитальных вложений.

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Стоимость единицы, тыс. тг
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг	403 365,900
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	5 117
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	5 373
РИР	тыс.тг	4 630
Обустройство устья добывающей скважины	тыс.тг	62 482
Нагнетательные линии	тыс.тг	12 600
ВРП	тыс.тг	40 000
Насос для ППД	тыс.тг	25 000

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

нормативы для расчета эксплуатационных затрат (таблица 3.5.3);

ставки и нормативы для расчета налогов и отчислений, платежей в бюджет и цены, связанные с реализацией продукции (таблица 3.5.4).

В расчете участвуют условно-постоянные нормативы:

на 1 скважину среднегодового действующего фонда;

на 1 го работника в целом по предприятию – промышленно-производственный персонал.

Условно-переменные:

на 1 тонну добытой нефти;

Исходными данными для определения нормативов затрат электроэнергии на собственные нужды приняты фактические потребности электроэнергии на добычу, в системе подготовки, сбора и транспорта газа и конденсата.

Капитальные и эксплуатационные затраты изменяются с учетом инфляции 4%.

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии с Кодексом РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет», введенного в действие с 01 января 2009г. Законом РК №100-IV ЗРК от 10.12.2008 г. и всеми изменениями, и дополнениями, вступившими в силу на дату возникновения обязательства по удержанию, начислению и оплате налогов и прочих обязательных платежей в бюджет.

Таблица 3.5.2 – Цены

Реализация нефти	Ед. изм	Значения
экспорт	%	30
внутренний рынок	%	70
Цены реализации нефти		
экспорт	тенге/тонна	302093,4
внутренний рынок	тенге/тонна	100486,4
Стоимость транспортировки нефти		
экспорт	тенге/тонна	17084,43
внутренний рынок	тенге/тонна	5486,43
Инфляция	%	4

Таблица 3.5.3 - Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Затраты на эл. Энергию	тг/т.н.	622,12
Затраты на материалы	тг/т.н.	1074,58
Затраты на химреагенты	тг/т.н.	179,07
Проживание на вахте	тыс.тг/чел	479,04
Транспортные услуги	тыс.тг/скв	4811,08
Услуги ТБ, ПБ, ГО и ЧС	тыс.тг/скв	238,30
Содержание автодорог	тыс.тг/скв	218,58
Обслуживание и ремонт ОС	тыс.тг/скв	1800,15
Охрана окружающей среды	тыс.тг/скв	232,83
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг/скв	2872,44
Работы и услуги производственного характера	тыс.тг/скв	2288,55
Работы и услуги непроизводственного характера	тыс.тг/скв	1239,61
ФОТ ОПП на 1 работника ОПП в месяц, тенге	тенге	479 219,88
ФОТ АУП на 1 работника АУП в месяц	тенге	1 550 430,48
Общие и Административные расходы,	тыс.тг/скв	2954,64
Затраты на обучение, от затрат на добычу	%	1

Таблица 3.5.4 - Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением

№№ п/п	Показатели	Значение
1	Налог на имущество, %	1,5
2	Корпоративный подоходный налог, %	20
3	Налог на добычу нефти, %	Согласно НК РК
4	Рентный налог, %	Согласно НК РК
5	ЭТП	Согласно ТК РК
6	Социальный налог, %	9,5
7	ОСМС, %	3
8	Налог на сверхприбыль, %	Согласно ТК РК

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

С учетом Технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добывных возможностей продуктивных пластов, принятых местоположений скважин и других параметров, обоснованных в предыдущих разделах, по 3 основным вариантам рассчитаны технологические показатели разработки.

Технологические показатели разработки эксплуатационных объектов и месторождения в целом по рекомендуемому к внедрению варианту приведены в таблицах 4.1.1-4.1.10, по остальным расчетным вариантам – в табличных приложениях П.4.1.1-П.4.1.10.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м3/сут
	всего	доб.	нагнет.							всего	доб.	нагнет.	всего	мех.		нефти	жидкости	
2024	0	0	0	9	0	0	20,7	0	0	2	2	0	4	4	0	10,7	24,4	0,0
2025	1	1	0	10	0	0	22,7	0	0	0	0	0	5	5	0	11,1	26,2	0,0
2026	1	1	0	11	0	0	24,8	0	1	0	0	0	6	6	1	11,9	30,2	158,5
2027	0	0	0	11	0	0	24,8	0	0	0	0	0	6	6	1	11,5	32,6	154,9
2028	0	0	0	11	0	0	24,8	0	1	0	0	0	6	6	2	11,0	34,6	131,9
2029	0	0	0	11	0	0	24,8	0	0	0	0	0	6	6	2	10,1	35,0	126,4
2030	0	0	0	11	0	0	24,8	0	0	0	0	0	6	6	2	9,3	35,5	125,4
2031	0	0	0	11	0	0	24,8	0	0	1	1	0	5	5	2	8,6	36,7	126,1
2032	0	0	0	11	1	0	24,8	0	0	0	0	0	6	6	2	8,1	36,8	136,0
2033	0	0	0	11	0	0	24,8	0	0	1	1	0	5	5	2	7,6	36,2	143,6
2034	0	0	0	11	0	0	24,8	0	0	0	0	0	5	5	2	7,0	36,3	142,6
2035	0	0	0	11	0	0	24,8	0	0	1	1	0	4	4	2	6,6	37,1	136,6
2036	0	0	0	11	0	0	24,8	0	0	0	0	0	4	4	2	6,6	40,0	136,7
2037	0	0	0	11	1	0	24,8	0	0	0	0	0	5	5	2	6,0	36,1	131,1
2038	0	0	0	11	0	0	24,8	0	0	0	0	0	5	5	2	5,5	33,6	130,4
2039	0	0	0	11	0	0	24,8	0	0	0	0	0	5	5	2	5,3	35,8	136,7
2040	0	0	0	11	0	0	24,8	0	0	0	0	0	5	5	2	4,9	35,9	135,3
2041	0	0	0	11	0	0	24,8	0	0	1	1	0	4	4	2	4,6	36,8	130,5
2042	0	0	0	11	0	0	24,8	0	0	0	0	0	4	4	2	4,5	38,6	124,0
2043	0	0	0	11	0	0	24,8	0	0	0	0	0	4	4	2	4,1	38,8	123,4
2044	0	0	0	11	0	0	24,8	0	0	0	0	0	4	4	2	3,8	39,1	123,1
2045	0	0	0	11	0	0	24,8	0	0	0	0	0	4	4	2	3,5	39,5	123,3

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накопл.			годовая	накопл.
2024	13,7	3,8	4,4	65,5	18,2	0,052	31,2	31,2	132,0	127,4	56,1	0,0	0,0	0,0	0,0	3,072	11,089
2025	14,7	4,1	5,0	80,2	22,3	0,063	34,9	34,9	167,0	162,4	57,8	0,0	0,0	0,0	0,0	3,222	14,311
2026	20,5	5,7	7,3	100,7	28,0	0,079	51,9	51,9	218,9	214,3	60,5	28,9	28,9	40,0	9,0	4,373	18,684
2027	22,2	6,2	8,6	123,0	34,2	0,097	63,0	63,0	281,9	277,3	64,7	50,9	79,8	60,0	19,7	4,628	23,312
2028	20,5	5,7	8,6	143,4	39,8	0,113	64,5	64,5	346,4	341,8	68,2	67,4	147,2	80,0	30,0	4,158	27,469
2029	18,9	5,2	8,7	162,3	45,1	0,128	65,1	65,1	411,5	406,9	71,0	83,0	230,2	100,0	40,2	3,736	31,205
2030	17,4	4,8	8,8	179,7	49,9	0,141	66,2	66,2	477,6	473,0	73,7	82,4	312,6	100,0	47,7	3,357	34,562
2031	16,0	4,4	8,9	195,7	54,4	0,154	68,2	68,2	545,9	541,3	76,5	82,8	395,4	100,0	53,6	3,017	37,579
2032	16,4	4,6	10,0	212,1	58,9	0,167	74,6	74,6	620,5	615,9	78,0	89,3	484,8	100,0	58,6	3,020	40,599
2033	16,7	4,7	11,3	228,9	63,6	0,180	79,5	79,5	700,0	695,4	78,9	94,4	579,2	100,0	62,8	3,002	43,601
2034	15,5	4,3	11,8	244,4	67,9	0,192	80,3	80,3	780,2	775,6	80,7	93,7	672,9	100,0	66,3	2,714	46,315
2035	13,9	3,9	12,0	258,3	71,7	0,203	78,0	78,0	858,2	853,6	82,2	89,7	762,6	100,0	69,0	2,371	48,686
2036	13,0	3,6	12,8	271,3	75,4	0,214	79,2	79,2	937,3	932,7	83,6	89,8	852,4	100,0	71,3	2,160	50,846
2037	12,6	3,5	14,2	283,9	78,9	0,224	75,7	75,7	1013,0	1008,4	83,3	86,1	938,5	100,0	73,3	2,051	52,897
2038	12,4	3,4	16,2	296,3	82,3	0,233	75,5	75,5	1088,5	1083,9	83,6	85,7	1024,2	100,0	74,9	1,957	54,854
2039	11,9	3,3	18,7	308,2	85,6	0,243	80,4	80,4	1168,9	1164,3	85,2	89,8	1114,0	100,0	76,5	1,842	56,696
2040	11,0	3,0	21,2	319,2	88,7	0,251	80,5	80,5	1249,4	1244,8	86,4	88,9	1202,9	100,0	77,8	1,653	58,349
2041	9,9	2,7	24,2	329,0	91,4	0,259	78,5	78,5	1328,0	1323,4	87,4	85,8	1288,7	100,0	79,0	1,450	59,799
2042	8,7	2,4	28,2	337,8	93,8	0,266	75,4	75,4	1403,3	1398,7	88,4	81,5	1370,1	100,0	80,0	1,253	61,052
2043	8,1	2,2	36,2	345,8	96,1	0,272	75,7	75,7	1479,1	1474,5	89,4	81,1	1451,2	100,0	80,9	1,126	62,178
2044	7,4	2,1	52,3	353,2	98,1	0,278	76,3	76,3	1555,4	1550,8	90,3	80,9	1532,1	100,0	81,7	1,012	63,190
2045	6,8	1,9	100,0	360,1	100,0	0,284	77,1	77,1	1632,5	1627,9	91,1	81,0	1613,1	100,0	82,5	0,909	64,099

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	доб.	нагнет.							всего	доб.	нагнет.	всего	мех.		нефти	жидкости
2024	1	1	0	8	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	8,7	13,1
2025	0	0	0	8	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	8,2	14,3
2026	0	0	0	8	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	8,1	16,0
2027	0	0	0	8	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	7,1	14,7
2028	0	0	0	8	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	6,4	13,9
2029	0	0	0	8	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	5,8	13,5
2030	0	0	0	8	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	5,2	12,8
2031	0	0	0	8	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	4,7	12,4
2032	0	0	0	8	0	0	16,4	0	0	1	1	0	2	2	0	4,6	13,2
2033	0	0	0	8	0	0	16,4	0	0	0	0	0	2	2	0	4,7	14,9
2034	0	0	0	8	0	0	16,4	0	0	0	0	0	2	2	0	4,3	14,5
2035	0	0	0	8	0	0	16,4	0	0	0	0	0	2	2	0	4,0	14,2
2036	0	0	0	8	0	0	16,4	0	0	0	0	0	2	2	0	3,6	14,2
2037	0	0	0	8	0	0	16,4	0	0	2	2	0	0	0	0	4,0	16,8

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накопл.
2024	7,6	8,1	10,6	29,2	31,4	0,037	11,5	11,5	36,7	36,7	33,9	0,892	3,210
2025	8,4	9,0	13,2	37,6	40,5	0,048	14,6	14,6	51,3	51,3	42,3	0,990	4,200
2026	8,4	9,0	15,1	46,0	49,5	0,059	16,5	16,5	67,8	67,8	49,1	0,988	5,188
2027	7,2	7,8	15,3	53,2	57,2	0,068	15,0	15,0	82,8	82,8	51,9	0,849	6,037
2028	6,5	7,0	16,4	59,7	64,2	0,076	14,2	14,2	97,0	97,0	54,1	0,768	6,804
2029	5,9	6,3	17,7	65,6	70,6	0,084	13,8	13,8	110,8	110,8	57,3	0,695	7,499
2030	5,3	5,7	19,5	71,0	76,3	0,091	13,1	13,1	123,9	123,9	59,3	0,629	8,128
2031	4,8	5,2	22,0	75,8	81,5	0,097	12,7	12,7	136,5	136,5	61,8	0,570	8,698
2032	3,9	4,2	23,0	79,8	85,8	0,102	11,3	11,3	147,8	147,8	65,1	0,465	9,164
2033	3,2	3,4	23,9	82,9	89,2	0,106	10,0	10,0	157,9	157,9	68,5	0,373	9,536
2034	2,9	3,1	28,9	85,8	92,3	0,109	9,8	9,8	167,7	167,7	70,4	0,342	9,879
2035	2,7	2,9	37,3	88,5	95,2	0,113	9,6	9,6	177,3	177,3	72,2	0,314	10,193
2036	2,5	2,6	54,7	91,0	97,8	0,116	9,6	9,6	186,9	186,9	74,4	0,289	10,482
2037	2,0	2,2	99,8	93,0	100,0	0,119	8,6	8,6	195,5	195,5	76,5	0,239	10,721

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по III объекту. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	доб.	нагнет.							всего	доб.	нагнет.	всего	мех.		нефти	жидкости
2024	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,5	10,6
2025	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,9	9,5
2026	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,3	8,6
2027	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	3,8	7,7
2028	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	3,4	7,0
2029	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	3,0	6,5
2030	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	2,7	6,3
2031	0	0	0	5	1	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	7,6	15,1
2032	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	8,1	19,5
2033	0	0	0	5	1	0	10,1	0	0	0	0	0	3	3	0	9,7	24,8
2034	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	3	3	0	10,3	30,6
2035	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	3	3	0	9,5	32,9
2036	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	3	3	0	8,9	35,0
2037	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	3	3	0	8,3	36,6
2038	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	3	3	0	7,9	38,7
2039	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	1	1	0	2	2	0	7,5	40,7
2040	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	7,3	43,8
2041	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	7,0	46,2
2042	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	6,5	47,4
2043	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	1	1	0	1	1	0	6,0	48,6
2044	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,6	49,9
2045	0	0	0	5	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,2	51,4

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накопл.
2024	0,2	0,2	0,3	14,7	14,9	0,019	0,5	0,5	31,4	31,4	47,8	0,037	1,948
2025	0,5	0,5	0,6	15,3	15,4	0,020	1,0	1,0	32,4	32,4	48,4	0,082	2,029
2026	0,5	0,5	0,6	15,7	15,9	0,021	0,9	0,9	33,4	33,4	49,6	0,073	2,102
2027	0,4	0,4	0,5	16,2	16,3	0,021	0,8	0,8	34,2	34,2	50,3	0,064	2,166
2028	0,4	0,4	0,5	16,5	16,7	0,022	0,8	0,8	35,0	35,0	51,3	0,057	2,223
2029	0,3	0,3	0,4	16,9	17,0	0,022	0,7	0,7	35,7	35,7	53,6	0,051	2,274
2030	0,3	0,3	0,4	17,2	17,3	0,023	0,7	0,7	36,4	36,4	57,2	0,045	2,319
2031	2,2	2,2	2,7	19,4	19,6	0,026	4,4	4,4	40,8	40,8	49,8	0,337	2,656
2032	3,8	3,8	4,7	23,1	23,4	0,031	9,1	9,1	49,9	49,9	58,7	0,577	3,232
2033	6,1	6,2	8,0	29,2	29,5	0,039	15,7	15,7	65,6	65,6	61,0	0,933	4,166
2034	8,4	8,5	12,0	37,6	38,0	0,050	24,9	24,9	90,5	90,5	66,4	1,279	5,445
2035	7,8	7,8	12,7	45,4	45,8	0,060	26,8	26,8	117,3	117,3	71,0	1,188	6,633
2036	7,4	7,4	13,7	52,7	53,3	0,070	28,9	28,9	146,2	146,2	74,5	1,125	7,758
2037	6,8	6,9	14,8	59,6	60,2	0,079	30,2	30,2	176,3	176,3	77,3	1,044	8,802
2038	6,3	6,4	16,1	65,9	66,6	0,087	31,2	31,2	207,5	207,5	79,6	0,970	9,772
2039	6,0	6,0	18,0	71,9	72,6	0,095	32,5	32,5	239,9	239,9	81,6	0,911	10,683
2040	5,4	5,4	19,9	77,3	78,0	0,102	32,2	32,2	272,2	272,2	83,3	0,823	11,506
2041	5,0	5,1	23,0	82,3	83,1	0,109	33,1	33,1	305,2	305,2	84,9	0,765	12,272
2042	4,7	4,7	27,8	86,9	87,8	0,115	33,9	33,9	339,1	339,1	86,3	0,711	12,983
2043	4,3	4,4	35,8	91,3	92,2	0,121	34,8	34,8	373,9	373,9	87,6	0,661	13,644
2044	4,0	4,1	51,9	95,3	96,2	0,126	35,7	35,7	409,6	409,6	88,7	0,615	14,259
2045	3,7	3,8	100,0	99,0	100,0	0,131	36,7	36,7	446,3	446,3	89,8	0,571	14,830

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	доб.	нагнет.							всего	доб.	нагнет.	всего	мех.		нефти	жидкости
2024	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	9,3	21,7
2025	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	9,1	24,8
2026	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	8,7	26,8
2027	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	8,2	28,3
2028	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	7,8	29,6
2029	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	7,4	30,8
2030	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	7,0	31,8
2031	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	6,6	32,8
2032	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	6,3	33,7
2033	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,9	34,5
2034	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,6	35,4
2035	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,3	36,3
2036	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,1	37,1
2037	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,8	38,1
2038	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,5	39,1
2039	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,3	40,2
2040	0	0	0	3	0	0	6,1	0	0	1	1	0	0	0	0	4,1	41,4

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накопл.
2024	3,3	4,5	8,6	38,7	52,3	0,087	7,8	7,8	62,0	62,0	57,2	0,329	2,351
2025	3,3	4,4	9,2	41,9	56,7	0,094	8,9	8,9	70,8	70,8	63,3	0,316	2,667
2026	3,1	4,2	9,7	45,0	60,9	0,101	9,6	9,6	80,4	80,4	67,6	0,296	2,963
2027	2,9	4,0	10,2	48,0	64,8	0,107	10,1	10,1	90,6	90,6	70,9	0,275	3,238
2028	2,8	3,8	10,7	50,8	68,6	0,114	10,6	10,6	101,2	101,2	73,7	0,255	3,493
2029	2,6	3,6	11,4	53,4	72,2	0,120	11,0	11,0	112,2	112,2	76,0	0,237	3,731
2030	2,5	3,4	12,2	55,9	75,6	0,125	11,4	11,4	123,5	123,5	78,0	0,220	3,951
2031	2,4	3,2	13,1	58,3	78,8	0,130	11,7	11,7	135,3	135,3	79,8	0,205	4,155
2032	2,2	3,0	14,3	60,5	81,8	0,135	12,0	12,0	147,3	147,3	81,3	0,190	4,345
2033	2,1	2,9	15,8	62,7	84,7	0,140	12,4	12,4	159,6	159,6	82,8	0,176	4,522
2034	2,0	2,7	17,8	64,7	87,4	0,145	12,7	12,7	172,3	172,3	84,1	0,164	4,686
2035	1,9	2,6	20,5	66,6	90,0	0,149	13,0	13,0	185,3	185,3	85,3	0,152	4,838
2036	1,8	2,4	24,4	68,4	92,4	0,153	13,3	13,3	198,6	198,6	86,4	0,141	4,980
2037	1,7	2,3	30,6	70,1	94,8	0,157	13,6	13,6	212,2	212,2	87,4	0,131	5,111
2038	1,6	2,2	41,8	71,7	97,0	0,160	14,0	14,0	226,2	226,2	88,4	0,122	5,233
2039	1,5	2,1	68,1	73,3	99,0	0,164	14,4	14,4	240,5	240,5	89,3	0,113	5,346
2040	0,7	1,0	100,0	74,0	100,0	0,166	7,5	7,5	248,1	248,1	90,2	0,054	5,400

Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки и, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	доб.	нагнет.							всего	доб.	нагнет.	всего	мех.		нефти	жидкости	
2024	1	1	0	17	0	0	53,2	0	0	2	2	0	9	9	0	9,7	19,9	0,0
2025	1	1	0	18	0	0	55,3	0	0	0	0	0	10	10	0	9,5	21,1	0,0
2026	1	1	0	19	0	0	57,3	0	1	0	0	0	11	11	1	10,1	24,5	41,9
2027	0	0	0	19	0	0	57,3	0	0	0	0	0	11	11	1	9,6	26,0	44,1
2028	0	0	0	19	0	0	57,3	0	1	0	0	0	11	11	2	9,0	26,9	27,0
2029	0	0	0	19	0	0	57,3	0	0	0	0	0	11	11	2	8,3	27,0	19,9
2030	0	0	0	19	0	0	57,3	0	0	0	0	0	11	11	2	7,6	27,3	19,3
2031	0	0	0	19	1	0	57,3	0	0	0	0	0	11	11	2	7,2	27,5	19,6
2032	0	0	0	19	1	0	57,3	0	0	0	0	0	11	11	2	7,1	28,9	20,4
2033	0	0	0	19	1	0	57,3	0	0	0	0	0	11	11	2	7,3	30,4	19,6
2034	0	0	0	19	0	0	57,3	0	0	0	0	0	11	11	2	7,1	31,5	18,9
2035	0	0	0	19	0	0	57,3	0	0	1	1	0	10	10	2	6,7	32,3	16,5
2036	0	0	0	19	0	0	57,3	0	0	0	0	0	10	10	2	6,4	34,1	13,2
2037	0	0	0	19	1	0	57,3	0	0	1	1	0	9	9	2	6,1	33,8	15,5
2038	0	0	0	19	0	0	57,3	0	0	0	0	0	9	9	2	5,4	32,3	17,5
2039	0	0	0	19	0	0	57,3	0	0	1	1	0	8	8	2	5,2	34,1	17,1
2040	0	0	0	19	0	0	57,3	0	0	1	1	0	7	7	2	4,9	34,5	16,7
2041	0	0	0	19	0	0	57,3	0	0	1	1	0	6	6	2	4,7	35,1	14,8
2042	0	0	0	19	0	0	57,3	0	0	0	0	0	6	6	2	4,5	36,5	12,2
2043	0	0	0	19	0	0	57,3	0	0	1	1	0	5	5	2	4,1	36,9	11,9
2044	0	0	0	19	0	0	57,3	0	0	0	0	0	5	5	2	3,8	37,4	11,5
2045	0	0	0	19	0	0	57,3	0	0	0	0	0	5	5	2	3,5	38,0	11,2

Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накопл.			годовая	накопл.
2024	24,8	4,0	4,9	148,1	23,7	0,045	50,9	50,9	262,1	257,5	51,2	0,0	0,0	0,0	0,0	4,330	18,597
2025	26,9	4,3	5,6	175,1	28,0	0,054	59,4	59,4	321,5	316,9	54,7	0,0	0,0	0,0	0,0	4,610	23,207
2026	32,5	5,2	7,2	207,5	33,2	0,064	78,9	78,9	400,5	395,9	58,9	28,9	28,9	26,6	4,9	5,729	28,936
2027	32,8	5,2	7,8	240,3	38,4	0,074	89,0	89,0	489,4	484,8	63,1	50,9	79,8	43,0	11,2	5,816	34,752
2028	30,2	4,8	7,8	270,5	43,2	0,083	90,0	90,0	579,5	574,9	66,5	67,4	147,2	57,8	17,7	5,238	39,990
2029	27,7	4,4	7,8	298,2	47,6	0,092	90,6	90,6	670,1	665,5	69,4	83,0	230,2	72,4	24,4	4,718	44,708
2030	25,5	4,1	7,8	323,8	51,7	0,099	91,3	91,3	761,4	756,8	72,1	82,4	312,6	72,9	29,5	4,251	48,960
2031	25,4	4,1	8,4	349,2	55,8	0,107	97,0	97,0	858,4	853,8	73,8	82,8	395,4	70,0	33,6	4,130	53,089
2032	26,4	4,2	9,5	375,6	60,0	0,115	107,1	107,1	965,5	960,9	75,3	89,3	484,8	69,3	37,1	4,252	57,341
2033	28,1	4,5	11,2	403,7	64,5	0,124	117,6	117,6	1083,1	1078,5	76,1	94,4	579,2	67,1	40,0	4,485	61,826
2034	28,8	4,6	13,0	432,5	69,1	0,133	127,6	127,6	1210,7	1206,1	77,4	93,7	672,9	62,1	42,1	4,499	66,325
2035	26,2	4,2	13,6	458,8	73,3	0,141	127,3	127,3	1338,1	1333,4	79,4	89,7	762,6	60,7	43,7	4,025	70,351
2036	24,6	3,9	14,7	483,4	77,2	0,148	130,9	130,9	1469,0	1464,3	81,2	89,8	852,4	60,1	45,0	3,715	74,066
2037	23,2	3,7	16,3	506,6	80,9	0,156	128,1	128,1	1597,0	1592,4	81,9	86,1	938,5	59,2	46,0	3,465	77,531
2038	20,3	3,2	17,0	526,9	84,2	0,162	120,6	120,6	1717,7	1713,0	83,1	85,7	1024,2	63,3	47,1	3,049	80,580
2039	19,4	3,1	19,6	546,4	87,3	0,168	127,2	127,2	1844,9	1840,2	84,7	89,8	1114,0	63,9	48,1	2,866	83,446
2040	17,1	2,7	21,5	563,5	90,0	0,173	120,3	120,3	1965,2	1960,6	85,8	88,9	1202,9	67,5	49,2	2,530	85,976
2041	14,9	2,4	23,8	578,3	92,4	0,178	111,6	111,6	2076,8	2072,2	86,7	85,8	1288,7	70,8	50,2	2,215	88,191
2042	13,4	2,1	28,1	591,7	94,5	0,182	109,3	109,3	2186,0	2181,4	87,7	81,5	1370,1	69,4	51,0	1,965	90,156
2043	12,4	2,0	36,1	604,1	96,5	0,185	110,5	110,5	2296,5	2291,9	88,8	81,1	1451,2	69,0	51,8	1,787	91,943
2044	11,4	1,8	52,2	615,5	98,3	0,189	112,0	112,0	2408,5	2403,9	89,8	80,9	1532,1	68,6	52,4	1,626	93,570
2045	10,6	1,7	100,0	626,1	100,0	0,192	113,8	113,8	2522,4	2517,8	90,7	81,0	1613,1	68,2	53,1	1,481	95,050

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

Экономическая оценка вариантов разработки месторождения проводилась в соответствии с требованиями нормативного документа «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Финансово-экономические расчеты проведены в соответствии с «Основными правилами экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов» и учитывают особенности международных стандартов экономической оценки эффективности инвестиционных проектов.

Целью настоящего раздела является оценка экономической эффективности разработки месторождения с учетом особенностей реализации нефтегазовых проектов в Республике Казахстан. Результаты проведенной экономической оценки позволяют предварительно определить доходы государства и недропользователя.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами предприятия. В настоящем разделе были использованы следующие основные принципы и подходы оценки экономической эффективности проекта, применяемые в общепринятой мировой практике:

- моделирование потоков объемов продукции, ресурсов и денежных средств;
- определение эффекта путем сопоставления предстоящих доходов и расходов;
- расчет значений показателей экономической и бюджетной эффективности по проекту;
- приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности к начальному периоду;
- учет влияния инфляции на ценность денежных средств.

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.4. Экономические показатели по альтернативным вариантам приведены в табличных приложениях П.4.2.1-П.4.2.8.

Таблица 4.2.1- Капитальные вложения в целом по месторождению Вариант 2

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																		
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг	1 210 098	403 366	403 366	403 366	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	10 234	-	-	5 117	-	5 117	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	21 491	-	-	-	-	-	-	-	5 373	5 373	5 373	-	-	-	5 373	-	-
РИР	тыс.тг	9 259	-	9 259	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строителство)	тыс.тг	1 251 082	403 366	412 625	408 483	-	5 117	-	-	5 373	5 373	5 373	-	-	-	5 373	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	1 311 314	403 366	429 130	441 815	-	5 986	-	-	7 070	7 353	7 647	-	-	-	8 946	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																		
Обустройство промысла																		
Обустройство устья добывающей скважины	тыс.тг	187 445	62 482	62 482	62 482	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нагнетательные линии	тыс.тг	25 200	-	-	12 600	-	12 600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВРП	тыс.тг	40 000	-	-	40 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Насос для ППД	тыс.тг	25 000	-	-	25 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	277 645	62 482	62 482	140 082	-	12 600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	293 715	62 482	64 981	151 512	-	14 740	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО	тыс.тг	1 528 727	465 847	475 106	548 564	-	17 717	-	-	5 373	5 373	5 373	-	-	-	5 373	-	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	1 605 029	465 847	494 111	593 327	-	20 726	-	-	7 070	7 353	7 647	-	-	-	8 946	-	-

Таблица 4.2.2 – Доход от реализации в целом по месторождению. Вариант 2

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Продажа продукции по направлениям													
Нефти													
на экспорт	тыс. тонн	150	7	8	10	10	9	8	8	8	8	8	9
на внутренний рынок	тыс. тонн	351	17	19	23	23	21	19	18	18	18	20	20
Цена реализации продукции													
Нефти													
на экспорт	тг/тонн		302 093	314 177	326 744	339 814	353 407	367 543	382 245	397 534	413 436	429 973	447 172
на внутренний рынок	тг/тонн		100 486	104 506	108 686	113 034	117 555	122 257	127 147	132 233	137 523	143 024	148 744
Производственная прибыль от реализации													
Нефти													
на экспорт	тыс.тг	66 030 559	2 245 525	2 531 174	3 174 286	3 336 646	3 189 560	3 050 422	2 918 729	3 025 625	3 265 745	3 621 108	3 854 870
на внутренний рынок	тыс.тг	51 249 300	1 742 853	1 964 558	2 463 706	2 589 722	2 475 562	2 367 570	2 265 357	2 348 324	2 534 692	2 810 505	2 991 939
Итого	тыс.тг	117 279 859	3988378	4495732	5637992	5926367	5665122	5417992	5184087	5373949	5800437	6431613	6846809

Продолжение таблицы 4.2.2

Производственный доход	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Продажа продукции по направлениям												
Нефти												
на экспорт	тыс. тонн	8	7	7	6	6	5	4	4	4	3	3
на внутренний рынок	тыс. тонн	18	17	16	14	14	12	10	9	9	8	7
Цена реализации продукции												
Нефти												
на экспорт	тг/тонн	465 059	483 661	503 008	523 128	544 053	565 815	588 448	611 986	636 465	661 924	688 401
на внутренний рынок	тг/тонн	154 694	160 882	167 317	174 010	180 970	188 209	195 738	203 567	211 710	220 178	228 985
Производственная прибыль от реализации												
Нефти												
на экспорт	тыс.тг	3 652 543	3 560 409	3 492 662	3 182 488	3 161 610	2 894 740	2 618 980	2 453 162	2 357 347	2 265 496	2 177 434
на внутренний рынок	тыс.тг	2 834 904	2 763 394	2 710 813	2 470 073	2 453 868	2 246 738	2 032 709	1 904 010	1 829 644	1 758 354	1 690 005
Итого	тыс.тг	6487447	6323803	6203474	5652561	5615478	5141478	4651689	4357171	4186991	4023849	3867439

Таблица 4.2.3 – Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению. Вариант 2

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)													
Затраты на эл. Энергию	тыс.тг	446 891,0	15 197,58	17 130,84	21 483,38	22 582,22	21 586,76	20 645,08	19 753,79	20 477,25	22 102,37	24 507,45	26 089,54
Затраты на материалы	тыс.тг	771 903,8	26 250,41	29 589,67	37 107,71	39 005,72	37 286,27	35 659,73	34 120,23	35 369,86	38 176,88	42 331,11	45 063,82
Затраты на химреагенты	тыс.тг	128 628,9	4 374,33	4 930,78	6 183,57	6 499,85	6 213,33	5 942,28	5 685,74	5 893,98	6 361,74	7 053,99	7 509,37
Проживание на вахте	тыс.тг	158 787,3	4 311,32	4 483,78	4 663,13	4 849,65	5 043,64	5 245,38	5 455,20	8 194,92	8 522,72	8 863,63	9 218,17
Транспортные услуги	тыс.тг	1 402 574,4	43 299,74	50 035,26	57 240,34	59 529,95	61 911,15	64 387,59	66 963,10	69 641,62	72 427,29	75 324,38	78 337,35
Услуги ТБ, ПБ, ГО и ЧС	тыс.тг	69 472,1	2 144,72	2 478,34	2 835,22	2 948,63	3 066,57	3 189,24	3 316,80	3 449,48	3 587,46	3 730,95	3 880,19
Содержание автодорог	тыс.тг	63 723,8	1 967,26	2 273,28	2 600,63	2 704,65	2 812,84	2 925,35	3 042,37	3 164,06	3 290,62	3 422,25	3 559,14
Обслуживание и ремонт ОС	тыс.тг	524 796,6	16 201,32	18 721,53	21 417,43	22 274,12	23 165,09	24 091,69	25 055,36	26 057,57	27 099,88	28 183,87	29 311,23
Охрана окружающей среды	тыс.тг	67 875,7	2 095,43	2 421,39	2 770,07	2 880,87	2 996,11	3 115,95	3 240,59	3 370,21	3 505,02	3 645,22	3 791,03
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	837 402,3	25 851,97	29 873,38	34 175,15	35 542,16	36 963,84	38 442,39	39 980,09	41 579,29	43 242,47	44 972,16	46 771,05
Работы и услуги производственного характера	тыс.тг	667 180,7	20 596,95	23 800,92	27 228,25	28 317,38	29 450,07	30 628,08	31 853,20	33 127,33	34 452,42	35 830,52	37 263,74
Работы и услуги непроизводственного характера	тыс.тг	361 383,4	11 156,49	12 891,94	14 748,38	15 338,32	15 951,85	16 589,93	17 253,52	17 943,66	18 661,41	19 407,87	20 184,18
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	1 906 179,5	51 755,75	53 825,98	55 979,02	58 218,18	60 546,90	62 968,78	65 487,53	98 376,82	102 311,90	106 404,37	110 660,55
Выбытие скважин	тыс.тг	82 821,3	12 807,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	7 489 620,67	238 010,80	252 457,07	288 432,27	300 691,70	306 994,42	313 831,48	321 207,53	366 646,07	383 742,17	403 677,77	421 639,35
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	243 481	7 505	7 701	7 906	8 119	8 340	8 570	8 809	13 084	13 458	13 846	14 251
Налог на имущество	тыс.тг	309 232	30 951	32 300	34 292	32 859	28 009	23 899	20 284	17 264	14 750	12 620	10 766
ОСМС	тыс.тг	57 185	1 553	1 615	1 679	1 747	1 816	1 889	1 965	2 951	3 069	3 192	3 320
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	6 901	235	265	332	349	333	319	305	316	341	378	403
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	41 608	1 215	1 264	1 314	1 367	1 421	1 478	1 537	1 599	1 663	1 729	1 798
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	3 521 869	119 839	134 953	169 062	177 408	169 831	162 674	155 937	162 210	174 689	193 094	205 232
Расходы на НИОКР	тыс.тг	1 508 141	374 017	39 884	44 957	56 380	59 264	56 651	54 180	51 841	53 739	58 004	64 316
Итого производственных затрат	тыс.тг	13 178 040	773 324	470 439	547 975	578 919	576 008	569 312	564 225	615 911	645 451	686 542	721 725
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг													
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	6 532 401	222 150	250 409	314 032	330 094	315 543	301 778	288 750	299 325	323 080	358 236	381 362
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	16 912 654	381 739	480 923	666 600	700 696	669 808	671 093	642 120	695 894	751 121	905 277	963 718
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	11 193 520	314 425	378 656	525 090	530 719	487 811	507 100	466 545	518 688	538 320	633 312	648 266
Итого расходы по реализации	тыс.тг	34 638 575	918 314	1 109 988	1 505 722	1 561 509	1 473 162	1 479 970	1 397 415	1 513 907	1 612 521	1 896 826	1 993 345
Общие и административные расходы													
Административные расходы	тыс.тг	23 081 868	390 441	423 624	600 868	647 508	752 844	811 606	875 056	943 572	1 017 564	1 097 474	1 183 779
Контрактные обязательства	тыс.тг	252 732	14 999	16 175	19 162	13 553	13 273	12 642	12 277	13 236	13 801	14 604	15 039
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	88 397	5 728,85	6 209,23	7 487,36	7 567,62	6 955,79	6 396,50	5 884,95	5 865,85	6 087,86	6 490,69	6 643,94
Затраты на обучение персонала, от затрат на добычу	тыс.тг	73 389	2 231	2 500	2 857	2 978	3 040	3 107	3 180	3 633	3 802	4 000	4 178
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	90 946	7 039	7 466	8 818	3 007	3 277	3 138	3 212	3 737	3 911	4 113	4 216
Итого не производственные затраты	тыс.тг	57 973 175	1 323 754	1 549 788	2 125 752	2 222 569	2 239 279	2 304 218	2 284 748	2 470 715	2 643 886	3 008 904	3 192 164
Итого затраты	тыс.тг	71 151 216	2 097 078	2 020 226	2 673 726	2 801 488	2 815 287	2 873 530	2 848 973	3 086 626	3 289 337	3 695 446	3 913 889
Доходы (убытки)													
Производственный доход	тыс.тг	117 279 859	3 988 378	4 495 732	5 637 992	5 926 367	5 665 122	5 417 992	5 184 087	5 373 949	5 800 437	6 431 613	6 846 809
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	71 151 216	2 097 078	2 020 226	2 673 726	2 801 488	2 815 287	2 873 530	2 848 973	3 086 626	3 289 337	3 695 446	3 913 889
Операционный доход	тыс.тг	46 128 643	1 891 300	2 475 506	2 964 266	3 124 879	2 849 835	2 544 462	2 335 114	2 287 323	2 511 100	2 736 168	2 932 920
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	3 030 099	123 057	148 330	205 592	204 229	187 273	170 911	156 261	155 134	160 587	171 058	174 596
Балансовая прибыль	тыс.тг	43 098 544	1 768 242	2 327 176	2 758 674	2 920 650	2 662 561	2 373 551	2 178 852	2 132 189	2 350 513	2 565 110	2 758 324
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	3 515 030	382 870	397 127	424 735	359 659	307 795	260 857	221 153	188 609	161 096	137 836	116 979
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	42 613 613	1 508 429	2 078 379	2 539 530	2 765 220	2 542 040	2 283 605	2 113 961	2 098 714	2 350 004	2 598 331	2 815 942
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	42 613 613	1 508 429	2 078 379	2 539 530	2 765 220	2 542 040	2 283 605	2 113 961	2 098 714	2 350 004	2 598 331	2 815 942
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	10 653 403	377 107	519 595	634 883	691 305	635 510	570 901	528 490	524 679	587 501	649 583	703 985
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	29 002 479	1 062 196	1 347 346	1 665 837	1 785 169	1 670 393	1 550 895	1 451 698	1 462 817	1 617 356	1 789 996	1 928 180

Продолжение таблицы 4.2.3

Составляющие	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на эл. Энергию	тыс.тг	24 720,20	24 096,64	23 638,13	21 538,89	21 397,59	19 591,43	17 725,10	16 602,85	15 954,39	15 332,74	14 736,75
Затраты на материалы	тыс.тг	42 698,59	41 621,53	40 829,56	37 203,60	36 959,54	33 839,79	30 616,14	28 677,70	27 557,62	26 483,87	25 454,42
Затраты на химреагенты	тыс.тг	7 115,23	6 935,75	6 803,78	6 199,55	6 158,88	5 639,01	5 101,83	4 778,81	4 592,16	4 413,23	4 241,69
Проживание на вахте	тыс.тг	8 849,45	9 203,42	8 773,93	9 124,89	8 627,17	8 075,03	7 464,92	7 763,51	7 064,80	7 347,39	7 641,28
Транспортные услуги	тыс.тг	74 064,41	77 026,98	72 097,25	74 981,15	69 315,90	63 077,47	56 229,06	58 478,22	50 681,13	52 708,37	54 816,71
Услуги ТБ, ПБ, ГО и ЧС	тыс.тг	3 668,55	3 815,29	3 571,11	3 713,95	3 433,34	3 124,34	2 785,13	2 896,53	2 510,33	2 610,74	2 715,17
Содержание автодорог	тыс.тг	3 365,00	3 499,60	3 275,63	3 406,65	3 149,26	2 865,83	2 554,68	2 656,87	2 302,62	2 394,72	2 490,51
Обслуживание и ремонт ОС	тыс.тг	27 712,43	28 820,93	26 976,39	28 055,44	25 935,70	23 601,49	21 039,04	21 880,60	18 963,19	19 721,72	20 510,58
Охрана окружающей среды	тыс.тг	3 584,25	3 727,62	3 489,05	3 628,61	3 354,45	3 052,55	2 721,13	2 829,97	2 452,64	2 550,75	2 652,78
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	44 219,90	45 988,70	43 045,42	44 767,24	41 384,83	37 660,19	33 571,37	34 914,23	30 259,00	31 469,36	32 728,13
Работы и услуги производственного характера	тыс.тг	35 231,17	36 640,42	34 295,43	35 667,25	32 972,39	30 004,87	26 747,20	27 817,09	24 108,15	25 072,47	26 075,37
Работы и услуги непроизводственного характера	тыс.тг	19 083,23	19 846,56	18 576,38	19 319,43	17 859,74	16 252,36	14 487,82	15 067,33	13 058,36	13 580,69	14 123,92
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	106 234,13	110 483,49	105 327,60	109 540,70	103 565,75	96 937,54	89 613,37	93 197,91	84 810,10	88 202,50	91 730,60
Выбытие скважин	тыс.тг	9 858,31	0,00	10 662,75	0,00	11 532,83	11 994,14	12 473,91	0,00	13 491,78	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	410 404,84	411 706,92	401 362,41	397 147,36	385 647,37	355 716,06	323 130,70	317 561,64	297 806,25	291 888,56	299 917,91
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	13 543	13 946	13 169	13 569	12 714	11 797	10 814	11 154	10 070	10 392	10 727
Налог на имущество	тыс.тг	9 144	7 767	6 655	5 711	4 852	4 123	3 503	2 977	2 529	2 149	1 827
ОСМС	тыс.тг	3 187	3 315	3 160	3 286	3 107	2 908	2 688	2 796	2 544	2 646	2 752
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	382	372	365	333	330	303	274	256	246	237	228
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	1 870	1 945	2 023	2 104	2 188	2 276	2 367	2 461	2 560	2 662	2 769
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	194 551	189 758	185 992	170 028	168 626	154 359	139 606	131 010	125 676	120 840	116 494
Расходы на НИОКР	тыс.тг	68 468	64 874	63 238	62 035	56 526	56 155	51 415	46 517	43 572	41 870	40 238
Итого производственных затрат	тыс.тг	701 549	693 685	675 965	654 213	633 990	587 636	533 796	514 733	485 003	472 684	474 953
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	361 346	352 231	345 529	314 843	312 778	286 377	259 096	242 691	233 212	224 125	215 413
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	949 661	925 706	943 019	922 922	916 867	926 317	838 074	785 012	754 351	724 959	696 779
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	649 678	608 932	623 323	589 012	562 642	531 404	493 667	444 626	410 827	379 634	350 844
Итого расходы по реализации	тыс.тг	1 960 685	1 886 870	1 911 871	1 826 777	1 792 287	1 744 097	1 590 836	1 472 329	1 398 390	1 328 718	1 263 036
Общие и административные расходы												
Административные расходы	тыс.тг	1 178 067	1 270 983	1 256 253	1 355 610	1 328 987	1 289 828	1 236 286	1 334 615	1 259 201	1 359 602	1 468 101
Контрактные обязательства	тыс.тг	14 127	13 870	13 327	7 907	7 564	6 964	6 311	6 323	5 797	5 812	5 972
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	6 053,10	5 673,47	5 351,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты на обучение персонала, от затрат на добычу	тыс.тг	3 970	4 080	3 872	3 935	3 708	3 407	3 079	3 147	2 819	2 893	2 973
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	4 104	4 117	4 103	3 971	3 856	3 557	3 231	3 176	2 978	2 919	2 999
Итого не производственные затраты	тыс.тг	3 152 879	3 171 723	3 181 450	3 190 294	3 128 837	3 040 889	2 833 433	2 813 267	2 663 388	2 694 132	2 737 109
Итого затраты	тыс.тг	3 854 428	3 865 408	3 857 415	3 844 507	3 762 828	3 628 525	3 367 229	3 327 999	3 148 391	3 166 816	3 212 061
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг	6 487 447	6 323 803	6 203 474	5 652 561	5 615 478	5 141 478	4 651 689	4 357 171	4 186 991	4 023 849	3 867 439
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	3 854 428	3 865 408	3 857 415	3 844 507	3 762 828	3 628 525	3 367 229	3 327 999	3 148 391	3 166 816	3 212 061
Операционный доход	тыс.тг	2 633 019	2 458 395	2 346 059	1 808 054	1 852 651	1 512 953	1 284 460	1 029 172	1 038 600	857 033	655 378
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	158 849	148 694	140 966	123 434	117 819	103 682	90 168	81 184	74 988	69 277	64 009
Балансовая прибыль	тыс.тг	2 474 170	2 309 700	2 205 094	1 684 620	1 734 832	1 409 270	1 194 291	947 988	963 611	787 756	591 368
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	99 296	84 299	72 919	61 924	52 593	44 671	37 947	32 237	27 388	23 269	19 771
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	2 533 724	2 374 096	2 273 140	1 746 130	1 800 058	1 468 281	1 246 513	996 935	1 011 212	833 764	635 606
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	2 533 724	2 374 096	2 273 140	1 746 130	1 800 058	1 468 281	1 246 513	996 935	1 011 212	833 764	635 606
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	633 431	593 524	568 285	436 532	450 015	367 070	311 628	249 234	252 803	208 441	158 902
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	1 706 431	1 609 940	1 543 262	1 225 031	1 249 408	1 033 086	882 095	698 755	710 808	579 315	432 467

Таблица 4.2.4 – Поток денежной наличности в целом по месторождению. Вариант 2

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	117 279 859	3 988 378	4 495 732	5 637 992	5 926 367	5 665 122	5 417 992	5 184 087	5 373 949	5 800 437	6 431 613	6 846 809	6 487 447
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	71 151 216	2 097 078	2 020 226	2 673 726	2 801 488	2 815 287	2 873 530	2 848 973	3 086 626	3 289 337	3 695 446	3 913 889	3 854 428
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	1 605 029	465 847	494 111	593 327	0	20 726	0	0	7 070	7 353	7 647	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	10 653 403	377 107	519 595	634 883	691 305	635 510	570 901	528 490	524 679	587 501	649 583	703 985	633 431
Итого отток средств	тыс.тг	85 750 622	3 009 159	3 245 370	4 140 747	3 781 539	3 707 660	3 606 240	3 511 236	3 729 594	4 029 338	4 511 428	4 801 650	4 622 167
Поток денежной наличности	тыс.тг	31 529 237	979 218,31	1 250 362,61	1 497 244,69	2 144 828,17	1 957 461,51	1 811 752,17	1 672 850,75	1 644 355,02	1 771 098,90	1 920 185,19	2 045 159,23	1 865 280,17
Чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	14 897 644	979 218	1 136 693	1 237 392	1 611 441	1 336 973	1 124 956	944 281	843 814	826 231	814 346	788 497	653 769
Накопленный поток денежной наличности	тыс.тг	31 529 237	979 218	2 229 581	3 726 826	5 871 654	7 829 115	9 640 867	11 313 718	12 958 073	14 729 172	16 649 357	18 694 517	20 559 797
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	14 897 644	979 218	2 115 912	3 353 304	4 964 745	6 301 718	7 426 673	8 370 954	9 214 768	10 040 999	10 855 345	11 643 842	12 297 611

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	6 323 803	6 203 474	5 652 561	5 615 478	5 141 478	4 651 689	4 357 171	4 186 991	4 023 849	3 867 439	3 717 466
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	3 865 408	3 857 415	3 844 507	3 762 828	3 628 525	3 367 229	3 327 999	3 148 391	3 166 816	3 212 061	3 829 879
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0	8 946	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	593 524	568 285	436 532	450 015	367 070	311 628	249 234	252 803	208 441	158 902	0
Итого отток средств	тыс.тг	4 565 168	4 528 193	4 304 096	4 248 252	4 004 710	3 679 426	3 577 233	3 401 194	3 375 257	3 370 963	3 829 879
Поток денежной наличности	тыс.тг	1 758 634,05	1 675 281,33	1 348 464,88	1 367 226,27	1 136 767,99	972 263,07	779 938,06	785 796,62	648 592,00	496 476,12	-112 412,96
Чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	560 355	485 269	355 093	327 303	247 394	192 357	140 279	128 484	96 409	67 089	-13 809
Накопленный поток денежной наличности	тыс.тг	22 318 431	23 993 712	25 342 177	26 709 403	27 846 171	28 818 434	29 598 372	30 384 169	31 032 761	31 529 237	31 416 824
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	12 857 966	13 343 236	13 698 329	14 025 632	14 273 026	14 465 383	14 605 661	14 734 145	14 830 554	14 897 644	14 883 834

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр

При определении коэффициента извлечения нефти применялась апробированная в Республике Казахстан покоэффициентная методика (ТатНИПИнефть), соответствующая действующим инструкциям.

Для всех рассматриваемых вариантов разработки продуктивных горизонтов расчет коэффициента извлечения нефти проводился по формуле:

$$K_{кин} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3; \quad (4.1)$$

где: K_1 - коэффициент охвата сеткой скважин, показывающий долю дренируемого объема нефтяных залежей при данной сетке размещения скважин;

K_2 - коэффициент вытеснения нефти;

K_3 - коэффициент заводнения, показывающий долю извлечения подвижных запасов.

Для расчета составляющих коэффициента охвата сеткой скважин использовались следующие формулы:

$$K_1 = K_1' \times K_1''; \quad (4.2)$$

$$K_1' = 1 - \left(\frac{h_n^{\min}}{h_{эф}^{нз}} \right)^2; \quad (4.3)$$

$$K_1'' = \exp \left(- \frac{W^2}{d^2} * S' * m_p \right); \quad (4.4)$$

В этих формулах K_1^I - коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон. Часть геологических запасов нефти этих пластов с нефтенасыщенной толщиной меньше некоторой минимальной $h_{н.мин}/h_{нз}$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

$$(h_{н.мин}/h_{нз})^2 = 1/[1+(A_2/(1-A_2)) \cdot \mu_v/\mu_n \cdot \gamma_n/\gamma_v]^2; \quad (4.5)$$

где: $A_2/(1-A_2)$ - предельный максимально допустимый весовой водонефтяной фактор;

A_2 - предельная весовая обводненность добываемой продукции;

μ_v/μ_n - соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

γ_n/γ_v - соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях.

Расчет технологических показателей осуществлялся на период до достижения 98%

обводненности продукции скважины. K_I^{II} - коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов;

m_p - число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами;

W - доля общей площади продуктивного пласта, занятая не коллектором, при взаимном совершенно хаотическом размещении зон пласта-коллектора и зон пласта-не коллектора;

d - линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов;

S^I - площадь на одну скважину, $\text{км}^2/\text{скв.}$

Коэффициент заводнения (K_3) зависит от зональной и послойной неоднородности пластов по проницаемости, соотношения вязкости нефти и воды, системы размещения скважин, а также предельной обводненности добываемой продукции.

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A; \quad (4.6)$$

$$A = \frac{A_2}{A_2 + (1 - A_2) \mu_0}; \quad (4.7)$$

где: μ_0 - коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях.

$$K_{3н} = \frac{1}{1,2 + 4,2v^2}; \quad (4.8)$$

$$K_{3к} = \frac{1}{0,25 + 0,25v^2}; \quad (4.9)$$

$$\mu_0 = \frac{1}{2} (1 + \mu_*) \frac{\sigma_n \gamma_g}{\gamma_n}; \quad (4.10)$$

где: μ_* - соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;

v^2 - расчётная послойная неоднородность пластов.

$$\mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_g} \cdot K_\phi; \quad (4.11)$$

где: K_ϕ - фильтрационный коэффициент.

$$K_\phi = K_2^{1,5}; \quad (4.12)$$

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

5.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Экономический анализ позволяет оценить возможные финансовые и экономические последствия реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов, определить наиболее выгодный вариант для недропользователя и для государства.

При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Рентабельный период по вариантам составил:

- 1 вариант – 2024 – 2042 гг
- 2 вариант – 2024 - 2045 гг.
- 3 вариант – 2024-2046 гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период по вариантам составляет:

- 1 вариант – 581,0 млн.тг.
- 2 вариант – 1605,0 млн. тг.
- 3 вариант – 2150,0 млн. тг.

Эксплуатационные затраты за рентабельный период по вариантам разработки составили:

- вариант 1 – 37480,9 млн. тг.
- вариант 2 – 71151,2 млн. тг.
- вариант 3 – 78376,1 млн. тг.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за рентабельный период, при ставке дисконта 10 % имеет следующие величины:

- 1 вариант – 8481,9 млн. тг.
- 2 вариант – 14897,6 млн. тг.
- 3 вариант – 14667,9 млн. тг.

Исходя из результатов расчетов вариантов разработки более выгодным является второй вариант, по которому недропользователь получает большую выгоду.

Таблица 5.1 – Техничко-экономические показатели по вариантам

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
Период	годы	2024 - 2042	2024 - 2045	2024 - 2046
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	120	323	325
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	24,8	32,8	32,8
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	18,0	311,0	311,0
Темп отбора при проектном уровне	%	4,0	5,2	5,2
Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	шт	17	19	21
добывающих	шт	16	17	19
нагнетательных	шт	1	2	2
Ввод новых скважин из бурения	шт	1	3	4
Нефтедобывающих	шт	1	3	4
Накопленные показатели				
добыча нефти	тыс. т	267	503	523
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	390	626	647
добыча жидкости	тыс. т	969	2 311	2 497
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	1 180	2 522	2 708
закачка воды	тыс. м3	194	1 613	1 694
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	194	1 613	1 694
Коэффициент извлечения нефти	ед.	0,120	0,192	0,199
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	83,95%	90,71%	91,59%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг.	57 021,6	117 279,9	123 375,4
Капитальные затраты	млн. тг.	581,0	1 605,0	2 150,0
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг.	37 480,9	71 151,2	78 376,1
производственные расходы	млн. тг.	4 747,8	7 489,6	8 479,5
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг.	3 136,3	5 688,4	6 042,1
непроизводственные расходы	млн. тг.	29 596,8	57 973,2	63 854,5
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации	млн. тг.	39 963,8	74 666,2	82 428,0
Поток денежной наличности	млн. тг.	14 082,4	31 529,2	30 561,5
Поступления Государству	млн. тг.	21 849,3	48 289,1	49 916,3
Чистые дисконтированные поступления (10%)	млн. тг.	8 481,9	14 897,6	14 667,9

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Задачей данной главы является оценка технических возможностей достижения проектных показателей разработки и определение отсутствия (или наличия) реальных осложнений, требующих специальных проектно-технологических решений.

Рекомендации по применению оборудования, материалов и технологий могут быть уточнены в процессе развития обустройства месторождения, или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

6.1.1 Характеристика работы скважин

Выбор способа добычи нефти основывается на результатах опробования и исследований скважин, с учётом геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида, технологических показателей и условий разработки, рекомендованных в настоящем проекте.

По состоянию на 01.01.2024г на месторождении пробуренный фонд скважин составляет 16 ед., в т.ч. в действующем добывающем фонде – 9 ед. (ХЮЗ-1, ХЮЗ-3, ХЮЗ-9, ХЮЗ-10, ХЮЗ-11, ХЮЗ-12, ХЮЗ-13, ХЮЗ-14, ХЮЗ-16), из них в периодическом режиме эксплуатации – 2ед. (ХЮЗ-3, ХЮЗ-11), в бездействии – 2 ед. (№№ ХЮЗ-7, ХЮЗ-8), в консервации – 2 ед. (ХЮЗ-5, ХЮЗ-6), в наблюдательном фонде – 3 ед. (ХЮЗ-2, ХЮЗ-4, ХЮЗ-15).

I объект (горизонт М-II)

Добыча нефти на I объекте на дату проекта осуществляется 4 скважинами (ХЮЗ-10, ХЮЗ-12, ХЮЗ-14, ХЮЗ-16), эксплуатирующимися с дебитами нефти от 1,9 до 30,3 т/сут. Пластовое давление имеет значение 17,9 МПа. Проницаемость составила от 1,9 до 29,6 мД. Пористость составляет от 17% до 20%. Скин-фактор имеет значения от 0,1 до 12,8, что говорит о неоптимальном состоянии призабойной зоны скважины.

В таблице 6.1.1 приведены показатели эксплуатации добывающих скважин I объекта (горизонт М-II).

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации добывающих скважин I объекта

№№ п/п	№№ скв.	Рпл, МПа	Qж, т/сут	Qн, т/сут	Пористость, %	Проницаемость, мД	Скин-фактор
1	ХЮЗ-10	19,5	2,6	1,9	17	1,9	3
2	ХЮЗ-12	19,0	34,6	13,0	18	29,6	12,8
3	ХЮЗ-14	15,4	11,0	8,6	17	2,0	0,1
4	ХЮЗ-16	-	31,2	30,3	20	-	-

II объект (горизонты Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4)

Добыча нефти на II объекте осуществляется двумя скважинами (ХЮЗ-1, ХЮЗ-13), эксплуатирующимся с дебитами нефти от 8,4 до 22,0 т/сут.

Пластовое давление имеет значение в среднем 15,9 МПа. Проницаемость составила 0,0226 мД. На скважине ХЮЗ-1 скин-фактор показал отрицательное значение – минус 2,7, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины. Пористость в среднем составляет 22%.

В таблице 6.1.2 приведены показатели эксплуатации скважин ХЮЗ-1 и ХЮЗ-13, II объекта (горизонты Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4).

Таблица 6.1.2 - Показатели эксплуатации добывающих скважин II объекта

№№ п/п	№№ скв.	Рпл, МПа	Qж, т/сут	Qн, т/сут	Пористость, %	Проницаемость, мД	Скин-фактор
1	ХЮЗ-1	15,9	36,2	22,0	19	0,0226	-2,7
2	ХЮЗ-13	-	10,4	8,4	25	-	-

III объект (горизонты Ю-I-Б, Ю-I-А)

Добыча нефти на III объекте осуществляется 1 скважиной (ХЮЗ-3), эксплуатирующейся с дебитом нефти 9,4 т/сут. Пластовое давление имеет значение 19,6 МПа. Проницаемость составила 10,0 мД, пористость составляет 17%. Скин-фактор показал отрицательное значение – минус 4,3, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины.

В таблице 6.1.3 приведены показатели эксплуатации скважины III объекта (горизонты Ю-I-Б, Ю-I-А).

Таблица 6.1.3 - Показатели эксплуатации добывающих скважин III объекта

№№ п/п	№№ скв.	Рпл, МПа	Qж, т/сут	Qн, т/сут	Пористость, %	Проницаемость, мД	Скин-фактор
1	ХЮЗ-3	19,6	17,7	9,4	17	10,0	-4,3

IV объект (горизонт Ю-II)

Добыча нефти на IV объекте также осуществляется 1 скважиной (ХЮЗ-9), эксплуатирующейся с дебитом нефти 14,8 т/сут.

Пластовое давление имеет значение 14,3 МПа, проницаемость составила 9,6 мД. Скин-фактор показал отрицательное значение – минус 4,4, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины. Пористость составляет 18%.

В таблице 6.1.4 приведены показатели эксплуатации скважины ХЮЗ-9 IV объекта (горизонт Ю-II).

Таблица 6.1.4 - Показатели эксплуатации добывающих скважин IV объекта

№№ п/п	№№ скв.	Рпл, МПа	Qж, т/сут	Qн, т/сут	Пористость, %	Проницаемость, мД	Скин-фактор
1	ХЮЗ-9	14,3	26,4	14,8	18	9,6	-4,4

6.1.2 Состояние устьевого и внутрискважинного оборудования скважин

Для условий эксплуатации скважин данного месторождения принята одноступенчатая колонна НКТ. Выбор одноступенчатых компоновок лифтовых колонн, их размеры и глубина спуска основаны на том, что они обеспечивают:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности и пакера);
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут проводиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб над интервалом перфорации обусловлено тем, что при этом уменьшается риск эрозии башмака колонны песком, по сравнению с прямым воздействием поступающего из пласта флюида, при расположении НКТ сразу над интервалом перфорации или перекрывая его. Кроме того, при отсутствии хвостовика (труб меньшего диаметра под пакером) и спуске НКТ над перфорацией не возникает опасность прихвата башмака колоны НКТ на забое.

Фонтанный способ эксплуатации

Устьевое оборудование фонтанных нефтяных скважин выбирается исходя из условий предлагаемого варианта и эксплуатации скважин (глубина скважин до 2100 м, пластовое давление до 19,2 МПа, газосодержание нефти 117,8 – 178,0 м³/т, отсутствие агрессивной среды).

Технологическим условиям эксплуатации скважин месторождения Хаиркелды Юго-Западный соответствует фонтанная арматура АФК–65х210 по ГОСТ 13846-84 (или соответствующая ей по классификации «АНИ», крестового типа на рабочее давление 21 МПа). Проходной диаметр стволовой части елки – 80 мм, а проходной диаметр боковых отводов – 65 мм, с ручным и автоматическим (пневматическим или гидравлическим) способом управления запорными устройствами (задвижками). Ствол фонтанной елки должен быть оборудован запорными устройствами. Боковые отводы арматуры оборудуются запорными устройствами и регулируемые штуцерами.

Компоновке фонтанного лифта соответствуют НКТ диаметром 73 мм с толщиной стенок 5,51 мм и спуском до верха интервала перфорации. На месторождении целесообразно применять трубы с высаженными наружу концами, марки «Д» из нелегированных или низколегированных сталей. Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны и ее размер основаны на том, что они обеспечивают:

- максимальную отдачу скважины;
- успешное проведение необходимых геофизических исследований;
- возможность проведения при необходимости прямых и обратных промывок с использованием гибких труб, без проведения подземного ремонта, без подъема НКТ.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб до интервала перфорации для скважины 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.

Механизированный способ эксплуатации

Скважинные штанговые насосные установки (СШНУ)

Область эффективного применения стандартных поршневых насосов при добыче традиционной нефти ограничивается, в основном, производительностью насосов и содержанием песка в продукции скважин. В период, когда обводненность продукции возрастает, возникает проблема для поршневых насосов. Поскольку пластовый песок смачивается водой, он имеет тенденцию отделяться от нефти и находиться во взвешенном состоянии в водной фазе, при этом песок слипается в небольшие комки, которые осаждаются быстрее, чем отдельные гранулы. В этой ситуации поршневой насос не может поддерживать частицы во взвешенном состоянии, они оседают и накапливаются на забое, что приводит к ухудшению работы насоса или к его остановке (заклиниванию).

Подбор штанговых насосных установок должен осуществляться с учетом фактических показателей скважины, переводимой на механизированный способ добычи.

Винтовые скважинные насосные установки (ВШНУ)

Винтовой насос поднимает жидкость путем образования серии изолированных полостей, которые двигаются внутри статора винтовым движением.

При работе винтового насоса один полный оборот ротора может создать давление приблизительно 350 кПа, поэтому существует высокий градиент давления в направлении вниз.

При выборе винтового насоса необходимо учитывать тип нефти, ее вязкость, содержание песка. Производительность насоса также зависит от дебита скважины.

Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса поступающего из пласта песка.

Для примера возможно применение винтовых насосов серии «NSPCP»:

1. «NSPCP-180S14» (Напор - 18 МПа, Подача – 14,54 м³/сут, Момент - 357 Нм, Мощность – 3.73 кВт);
2. «NSPCP-240S14» (Напор - 24 МПа, Подача - 14.54 м³/сут, Момент - 477 Нм, Мощность – 4.99 кВт).

На месторождении могут быть применены другие установки с аналогичной характеристикой.

Центробежно-вихревые насосы (ВНН)

Данная серия насосов (ВНН), это погружные центробежно-вихревые насосы, которые активно применяются в скважинах малого диаметра, при этом имея высокие показатели производительности в целом. На рынке данная серия насосов представлена группами «ВНН3», «ВНН4», «ВНН5» и «ВНН5А», «ВНН6» и «ВНН6А», а также «ВНН8».

При работе насосы данной серии перекачивают жидкости до 65 м³/сутки при напоре 2400м. Как и все центробежно-вихревые насосы, насосы серии «ВНН» обеспечивают малую подачу при относительно больших напорах.

Выполнены насосы из современных высокопрочных материалов, а технологии порошковой металлургии, используемые при производстве ступеней, позволяют значительно повысить сроки эксплуатации данной серии. Так же, в насосах данной серии используются новейшие разработки материалов для герметизации электрической части насоса.

В условиях месторождения Хаиркелды Юго-Западный можно предложить центробежно-вихревой насос («УВНН5-30-750»): габарит 5; подача (рекомендуемый рабочий диапазон 24-54м.куб/сут); напор 750м; модификация для различных условий эксплуатации: износостойкая модификация для работы в слабоагрессивных средах с КВЧ до 500 мг/л (НА-нержавейка) с осевой опорой в гидрозащите.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

Асфальто-смоло-парафиновые отложения

Учитывая, что нефти меловых и юрских продуктивных горизонтов месторождения Хаиркелды Юго-Западный содержат парафина от 3,9 до 14,0%, смол от 8,3 до 12,7%, с температурой застывания в пределах от минус 15°С до плюс 27,0 °С, одним из основных возможных осложнений при эксплуатации скважин будут являться отложения асфальтосмолистых и парафиновых отложений (АСПО).

При добыче нефти по мере продвижения продукции от забоя к устью происходит неизбежное изменение термобарических условий. Происходящие процессы уменьшают растворяющую способность нефти по отношению к таким тяжелым фракциям, как парафин и

смолы, которые выделяются в виде кристаллов, образуя новую твердую фазу, предопределяя вероятность выпадения парафина в стволе скважины.

Как показывает практика, основными промышленными объектами, на которых наблюдается образование отложений парафина, являются скважинные насосы, НКТ, выкидные линии от скважин, резервуары промышленных сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъемных труб скважин.

Существует ряд методов для борьбы с парафиноотложениями.

1. Метод физический, базирующийся на создании условий, исключающих формирование отложений парафина. Это: применение магнитных устройств, снижение шероховатости внутренней поверхности НКТ путем нанесения на нее стекла, эмали, эпоксидной смолы или специальных лаков, которые приводят к гидрофилизации внутренней поверхности подъемника, препятствуют росту кристаллов парафина, их слипанию и образованию твердой фазы, и последующим их отложениям на стенках НКТ.

2. Метод механический – использование различных по конструкции и форме скребков, спускаемых в НКТ на проволоке;

3. Метод тепловой – закачка в скважину теплоносителя;

4. Метод химический – использование различных растворителей парафиновых отложений, закачиваемых в скважину.

При механическом способе очистки НКТ с помощью скребка от парафинообразования, как правило, необходимо производить остановку скважины.

Наиболее часто применяемыми методами для предупреждения и борьбы с парафиноотложениями без остановки скважины на месторождениях являются тепловые и химические методы.

При тепловых методах обработки скважин используется следующее оборудование: передвижные парогенераторные установки типа ППУ, агрегат для депарафинизации скважин «АДП-4-150», автоцистерна «АЦ-5», агрегаты «ЦА- 320», «ЦА-400».

С целью очистки подземного оборудования от образующихся отложений на месторождениях применяются тепловые методы, основанные на расплавлении АСПО в результате температурного воздействия различными теплоносителями:

- обработка паром;
- обработка горячей нефтью.

Также, для предотвращения образования отложений парафина на нефтепромысловом оборудовании широкое распространение получили химические реагенты – ингибиторы «СНПХ». Ингибитор парафиноотложений, обладая поверхностно-активными свойствами, влияет на начало кристаллизации, стабилизирует кристаллическую фазу и предупреждает

осаждение асфальтосмолопарафиновых веществ на поверхности, имеющей центры кристаллизации.

Рекомендуемый способ очистки скважин от парафина

Существует множество методов очистки скважин от парафина, одним из которых является применение магнитных устройств. Этот метод основан на использовании сильного магнитного поля, которое притягивает к себе частицы парафина и удаляет их из скважины. Преимуществами такого метода являются высокая эффективность очистки и возможность его применения на скважинах любого типа и диаметра. Кроме того, он не требует применения химических реагентов, что делает его более экологичным и безопасным для окружающей среды.

Очистка скважин с помощью магнитных устройств - это процесс, включающий в себя несколько этапов:

1. Первый этап – подготовительный, заключается в оценке степени загрязнения скважины парафином. Для этого в скважину опускаются зонды с датчиками, которые измеряют толщину и плотность нагромождений парафина на стенках скважины.
2. На втором этапе происходит сам процесс очистки. В скважину опускаются специальные магнитные устройства, которые создают сильное магнитное поле. Это поле притягивает к себе частицы парафина и удаляет их из скважины.
3. Третий этап – завершающий, заключается в оценке эффективности очистки. Для этого проводится повторный замер толщины и плотности нагромождений парафина, после чего сравниваются результаты с начальными значениями.

Очистка скважин с помощью магнитных устройств является одним из самых эффективных методов борьбы с парафиновыми отложениями. Его преимуществами являются высокая эффективность, экологичность и безопасность для окружающей среды.

Магнитные устройства могут быть установлены внутри скважин, насосно-компрессорных станций, в трубопроводах и оборудовании для обработки и очистки нефти. Устройства могут иметь различную форму и конструкцию, в зависимости от конкретных условий эксплуатации скважин.

Во время работы скважин, магнитные устройства могут забиваться парафином и другими отложениями. Чтобы сохранить эффективность магнитной очистки, необходимо периодически проверять и чистить устройства.

Для эффективной работы магнитных устройств необходимо проводить мониторинг и анализировать различные параметры скважин, такие как температура, давление, скорость потока нефти и газа, а также уровень парафиновых отложений. Это позволяет операторам скважин быстро определить проблемы и принимать меры для их устранения.

6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

6.3.1 Основные требования к системе промыслового обустройства

Основные требования к системе промыслового обустройства.

Система внутрипромыслового сбора и подготовка добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, замера дебитов и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения ее до товарного качества и сдачи потребителю.

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать следующие позиции:

- устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации скважин месторождения;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, температуру застывания);
- ожидаемые дебиты нефти;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» (ЕПРКИН) система внутрипромыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить надежность эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов.

6.3.2 Система внутрипромыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции

Сбор продукции скважин осуществляется по однетрубной герметизированной системе под действием буферных давлений скважин. Скважины на «ДНС-4» подключаются по лучевой схеме по территориальному принципу, без учета принадлежности скважин к эксплуатационным объектам.

Газожидкостная смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на установку типа «Спутник Б 40-14-500», где производится поскважинный замер дебитов. Переключение на замер продукции скважин осуществляется в автоматическом режиме.

Нефтегазовая смесь от автоматической групповой замерной установки АГЗУ («поз. S-1») через фильтры («поз. Ф-1/2») поступает в двухфазный сепаратор «С – 1» типа «НГС - 1,6 2000 - 1 – И» с объемом $V = 25 \text{ м}^3$, где происходит разгазирование эмульсии. Дегазированная нефтяная эмульсия (с «С-1») подается на насосы «Н-1 А/В» и далее нефтяная эмульсия подается на печь нагрева («поз.П-1А») и от площадки «ДНС-4» по проектируемому нефтепроводу диаметром 114 мм и 273 мм поступает на ППН «Южный Хаиркелды».[13]

Отделенный от нефтегазожидкостной смеси газ поступает в вертикальный газовый сепаратор («поз. ГС-02А»), где отделяется от капельной жидкости. Далее газ направляется в центробежный вертикальный газовый сепаратор («поз. ГС-2Б»), в котором отделяется от оставшейся капельной жидкости. После центробежного газового сепаратора газ поступает в дожимную компрессорную станцию («поз. ДКС-1») и далее по проектируемому газовому коллектору диаметром 114 мм направляется на ППН «Южный Хаиркелды». Также, на линии газового коллектора на «ПК 26+00» установлен конденсатосборник («поз. К-1»). Газ с предохранительных клапанов и для аварийного сброса газа направляется на факельную установку («поз. Ф-1»), расположенную рядом с площадкой «ДНС-4» на месторождении Хаиркелды Юго-Западный.

Дренаж от оборудования собирается в дренажную емкость («поз.VE-01») и, по мере накопления полупогружным насосом («поз. РС-01»), установленным на дренажной емкости, подается в коллектор нефти перед фильтрами.

На рисунке 6.3.1 представлена принципиальная технологическая схема процесса подготовки скважинной продукции.

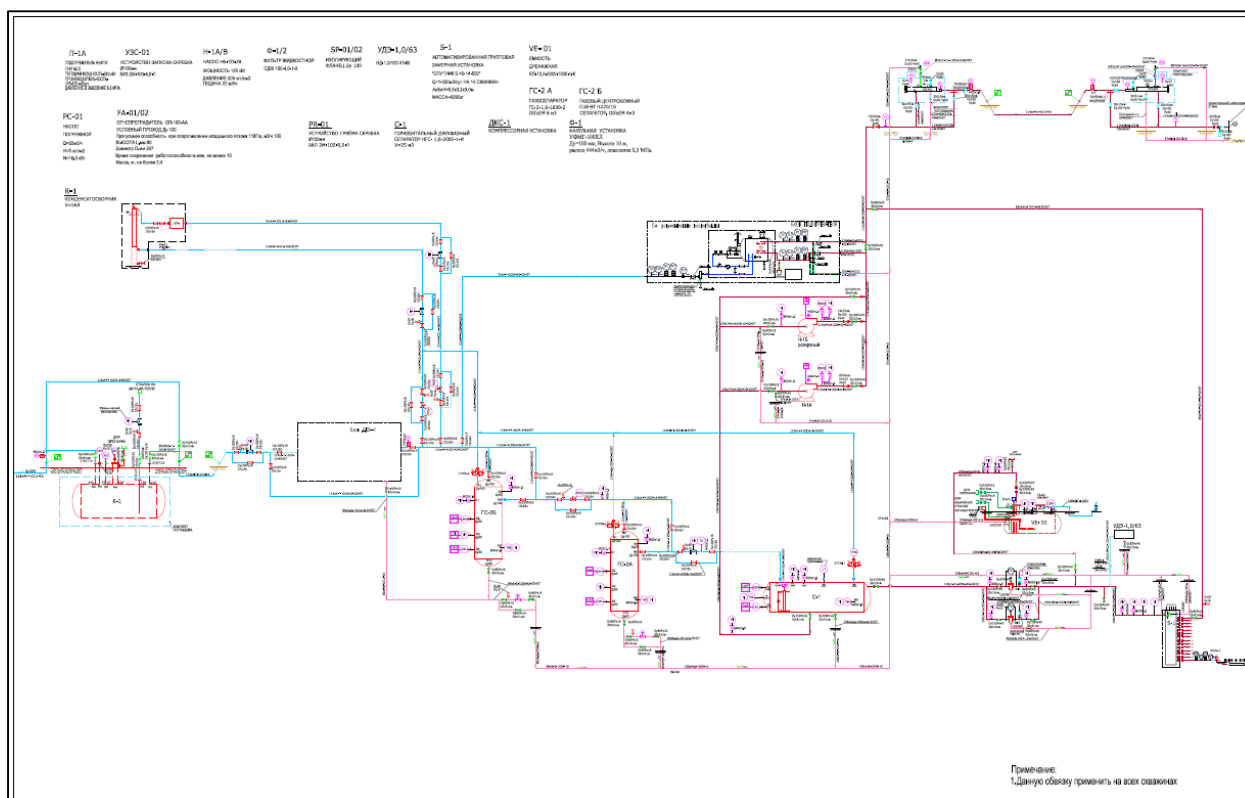


Рис. 6.3.1 – Принципиальная схема сбора и предварительной подготовки продукции скважин

6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Основным путем утилизации газа является использование газа на собственные нужды в качестве топлива в печах для нагрева нефти и для социально-бытовых нужд.

Газожидкостная смесь со скважин через АГЗУ по нефтепроводу через «НГС» 1 ступени (нефтегазовый сепаратор) подается на «ГС» (газовый сепаратор), где отделившийся газ подается к печам подогрева «ПТ-16/150» для подготовки нефти термохимическим методом. После печей подогрева газожидкостная смесь через отстойник подается в КСУ (конечная сепарационная установка), где отделившийся газ используется в печи для бытовых нужд.

Расход газа на собственные нужды

В процессе промыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин используются технологии с применением нагревательных аппаратов, работающих на попутно добываемом сыром газе месторождения.

Попутно добываемый сырой газ месторождения используется на собственные нужды производственных и жилищно-бытовых объектов. На производственных объектах в технологической схеме установки подготовки нефти для поддержания требуемой температуры нефти в технологических и товарных «РВС», а также для нагрева воды для системы поддержания пластового давления рекомендуется использовать печи подогрева «ПТ-16/150» – 4 единицы.

Для отопления производственных и жилищно-бытовых объектов месторождения предусматривается использовать котлы:

- «АОГВ 23,2» – 3 единицы;
- «RLS28 RIELLO» – 2 единицы;
- печь «ПП-0,63» – 1 единица.

В рамках промышленной разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный, использование попутного газа на собственные нужды будет вестись с учетом принятых в ТСП и реализованных проектных решений, т.е. на устьевые подогреватели.

Распределение газа по месторождению Хаиркелды Юго-Западный с 2024 по 2026г приведены в таблице 6.4.1.

Таблица 6.4.1 - Распределение газа по месторождению Хаиркелды Юго-Западный

Наименование	ед. изм	Объем газа, тыс.м ³ /год		
		2024	2025	2026
Добыча газа	млн.м ³	4,330	4,610	5,729
Собственные нужды	млн.м ³	4,330	4,610	5,729
Технологическое неизбежное сжигание	млн.м ³	-	-	-

6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Разработка месторождения Хаиркелды Юго-Западный предполагается на естественном водонапорном режиме, а основное поддержание пластовой энергии и вытеснение нефти предусматривается за счет активности законтурных вод. В связи с этим, в рамках настоящего проекта реализация системы ППД предусматривается через 4 нагнетательные скважины №№ 6, 7, 8, 11. Система ППД на месторождении предусмотрена только на I эксплуатационном объекте. На начальном этапе, закачка воды, в большей степени, будет выполнять функцию апробирования ППД на его возможное расширение в будущем, если имеющаяся динамическая модель месторождения и режим работы не подтвердятся. Таким образом перед началом реализации системы ППД, на месторождении в скважинах рекомендуется провести соответствующий комплекс исследований на определение приемистости пластов.

В качестве источника водоснабжения для ППД будет являться попутно добываемая вода, в связи с чем проведение исследований на совместимость вод не требуется. Закачку воды рекомендуется осуществлять по герметизированной системе, что исключает возможность попадания агрессивных компонентов, сероводорода, механических примесей в закачиваемую воду, при этом необходимо использовать блочные установки очистки пластовых вод, дозировочные установки подачи ингибиторов коррозии и солеотложения.

Для снижения коррозионной активности сточная вода перед насосом обрабатывается ингибитором коррозии.

После термохимической обработки и сепарации, отделившаяся жидкость поступает в горизонтальный отстойник, где происходит отделение нефти и воды. Отделившаяся вода далее через «ОПФ-3000» ($V = 125 \text{ м}^3$) для очистки воды от нефтепродуктов и механических примесей поступает в резервуар.

Отстойник с патронными фильтрами «ОПФ-3000» предназначен для очистки сточных вод от эмульсионной нефти и твердых частиц на промысловых объектах сбора и подготовки нефти, газа и воды, для повышения качества подготовки нефтепромысловых сточных вод, нагнетаемых в систему ППД. Отстойник «ОПФ-3000» входит в состав комплекса автоматизированного оборудования, предусмотренного унифицированной технологической схемой обустройства объектов сбора подготовки нефти, газа и воды на промыслах (РД 39-1-159-79) и входит в комплекс оборудования, используемого в системе ППД. Отстойник «ОПФ-3000» представляет собой стандартную горизонтальную цилиндрическую емкость объемом 125 м^3 , внутри которой расположены фильтры патронного типа, сборник чистой сточной воды. Емкость расположена на двух седловых опорах, на днищах емкости расположены монтажные люки диаметром 500 мм.

С этих резервуаров пластовая вода подпорными насосами «К-150-125-200» подается на насосы «ЦНС-180-425», а оттуда закачивается в пласт по коллектору $\varnothing 159 \times 7 \text{ мм}$ через ВРП (водораспределительный пункт) в нагнетательные скважины для ППД.

6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются:

- сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;
- предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями;
- предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин;
- предупреждение жизнедеятельности сульфат восстанавливающих бактерий (СВБ) в призабойной зоне нагнетательных скважин.

На основе данных технических требований формулируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

Как правило, требования к качеству закачиваемой воды определяют по результатам опытной закачки, или по аналогии с месторождениями, на которых имеются объекты разработки с ППД и достаточный опыт эксплуатации системы заводнения. Исходя из требований, предъявляемых к качеству воды для заводнения пластов согласно СТ РК 1662-

2007, в условиях месторождения для предварительных расчетов могут быть приняты следующие величины:

- значение pH должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5;
- при снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды;
- при контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора допускается снижение фильтрационной характеристики;
- содержание нефти должно быть не более 30 мг/л;
- содержание механических примесей также не более 30 мг/л, причем размер частиц механических примесей и нефти должен быть меньше среднего размера каналов поровых коллекторов продуктивных пластов, т.е. не более 1 мкм;
- содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,05 мг/л;
- набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в пластовой воде месторождения;
- при коррозионной активности воды свыше 0,1 мг/см²сут, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506;
- в воде, нагнетаемой в продуктивный коллектор, пластовые воды которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать;
- не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород;
- при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

В рамках настоящего проекта разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный не предусматривается закачка специальных рабочих агентов для повышения нефтеизвлечения, помимо попутной воды.

7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

7.1.1 Параметры бурового раствора

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, а также условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепления скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга и от проницаемых пород.

После крепления скважины в соответствии с Инструкцией производится испытание обсадной колонны на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования, для герметизации устья скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

Таким образом, в соответствии с вышеперечисленными требованиями, с целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве, а также с учетом геологического строения и типа породы месторождения Хаиркелды Юго–Западное, бурение проектных скважин рекомендуется производить по следующей конструкции (табл. 7.1.1):

1. Направление Ø 426мм устанавливается на глубину 10 м для предотвращения размыва устья скважины во избежание грифонообразования. Цементируется до устья.
2. Кондуктор Ø 323,9мм спускается на глубину 60 м. Цементируется до устья. На кондукторе устанавливается противовыбросовое оборудование (ПВО).
3. Техническая колонна Ø244,5мм спускается на глубину 1000 м, для перекрытия неустойчивых, водоносных и прихватоопасных отложений. Устье скважины оборудуется ПВО.
4. Эксплуатационная колонна Ø168,3мм спускается до проектной глубины 2100 м, в зависимости от фактической глубины, для разобщения пластов, испытания и дальнейшей эксплуатации скважины в интервалах продуктивных горизонтов, цементируется до устья.

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция скважин

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, мм	Высота подъема цемента за колонной
		скважины (долота)	обсадной колонны		
1	Направление	490	426	10	До устья
2	Кондуктор	393,7	323,9	60	До устья
3	Техническая	295,3	244,5	1000	До устья
4	Эксплуатационная	215,9	168,3	2100	До устья

После окончания ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) все обсадной колонны должны подвергаться испытанию на герметичность и качество цементирования.

Результатом цементирования должно быть предотвращение межпластовых перетоков и формирование герметичного цементного кольца.

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.

7.1.2 Выполнение требований и рекомендации по буровым растворам

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водочувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми.

Состав промывочной жидкости должен обеспечивать предотвращение осложнения ствола скважины (обвал стенок скважины, прилипания и прихваты бурильного инструмента), поглощения промывочной жидкости, водонефтегазопроявления, проникновения фильтрата и твердой фазы бурового раствора в песчаные пласты-коллекторы и их загрязнение.

Технология углубления скважин в продуктивном разрезе, режим бурения и параметры бурового раствора должны учитывать создание минимальных гидродинамических нагрузок на стенки скважины.

Одной из важных функций бурового раствора из многочисленных других является сохранение устойчивости ствола и предотвращение загрязнения призабойной зоны скважин. Поэтому одной из актуальных проблем при строительстве скважин является проблема подбора компонентов бурового раствора, рецептура и технология их применения.

В целях предотвращения осложнений ствола скважины и недопущения нефтегазоводопроявления, проводка их должна быть осуществлена на качественном буровом растворе, обработанном химреагентами.

В качестве бурового раствора при бурении пород, представленных, в основном, четвертичными и неогеновыми отложениями, применялся глинистый (глинопорошок) буровой раствор на водной основе.

Исходя из геологических условий и опыта строительства скважин, имеющих в разрезе неустойчивые набухающие глины и глинистые сланцы при строительстве скважин на месторождении Хаиркелды Юго-Западный применяется ингибированный полимер-калиевый буровой раствор с использованием бурового раствора ингибированного, путем ввода KCl.

Полимеркалиевые буровые растворы весьма эффективны при разбуривании неустойчивых глин и глинистых сланцев. Действие калиевых растворов обусловлено насыщением ионами калия глинистых материалов, а добавляемые в раствор полимеры активно влияют на ингибирующие свойства раствора, предотвращая попадание свободной воды в породу.

Для более качественной очистки ствола от выбуренной породы в процессе бурения и перед спуском колонн следует прокачивать вязкие порции глинистого раствора в объеме 1-2 м³.

В процессе взаимодействия бурового раствора с горной породой в порах и на поверхности последней задерживаются частицы дисперсной фазы, образуя фильтрационную корку.

Параметры бурового раствора: фильтрационные, структурно-механические и реологические показатели раствора отвечают требованиям, предъявляемым к ним, для бурения данного разреза.

Для составления прогноза на основе вероятностных моделей или регрессионных уравнений необходимо знать градиенты давлений в скважине и свойства бурового раствора, которые могут измениться под действием пластовых вод и растворимых солей, содержащихся в горных породах. Для выявления нежелательных примесей, имеющих в воде, обычно проводят простые испытания на щелочность, содержание хлоридов и жесткость, соответствующие геолого-техническим условиям. Достижение минимального содержания твердой фазы в буровом растворе является необходимым, но недостаточным условием повышения технико-экономических показателей промывки.

Эффективное использование системы очистки позволит обеспечить поддержание запроктированных параметров бурового раствора, сократить затраты на его обработку (избежать максимального разбавления) и обеспечить сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов.

Влияние промывочных жидкостей на состояние стволов скважин оценивалось в основном по результатам промыслово-геофизических исследований, также привлекались данные по бурению и расширению скважин и изменению свойств буровых растворов в процессе проводки скважин.

7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

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 следует производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно происходит потеря бурового раствора, потеря циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов:

- Создание достаточного противодействия на пласт, для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- Недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЦП).

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов должно производиться современными перфораторами. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважину. За один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (0,8-1,2м) и диаметра (12-14мм).

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.

Промысловой практикой и научно-исследовательскими работами подтверждено, что дебит скважины будет больше в том случае, если при проведении перфорационных работ применять чистые жидкости (техническая или минерализованная вода, нефть) и если будет обеспечена промывка перфорационных каналов обратным потоком пластового флюида из пласта в скважину. А это достигается при перфорации с перепадом давления, направленным в сторону ствола скважины, а не в пласт.

Для снижения вредного воздействия, оказываемого буровым раствором на продуктивный пласт во время вскрытия и исключения вредного воздействия перфорационной жидкости, рекомендуется перфориовать продуктивные пласты в среде чистой жидкости перфораторами, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах. Поэтому в процессе бурения под эксплуатационную колонну и освоения скважины, в качестве промывочной и перфорационной жидкости рекомендуется использовать ингибированный полимерно-хлоркалийевый буровой раствор с низким содержанием твердой фазы, с введением дополнительных полимерных реагентов для усиления ингибирующих свойств, с целью сохранения коллекторских характеристик (пористость, проницаемость) продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений.

В качестве ингибирующей добавки, в буровой раствор вводится 3-4% KCl (хлористого калия) и полимер типа «Родопол-23П».

Перед вводом KCl, буровой раствор предварительно следует обработать реагентом-стабилизатором по водоотдаче и вязкости типа «Форалис -380П».

Для регулирования щелочности бурового раствора рекомендуется использовать едкий калий КОН (или NaOH). С целью максимального сохранения коллекторских свойств

продуктивных пластов, в качестве утяжеляющей и временно закупоривающей добавки рекомендуется использовать кислоторастворимый карбонат кальция.

В целом, система бурового раствора должна полностью отвечать основным требованиям, предъявляемым к нему при вскрытии продуктивных пластов.

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-20 отверстий на 1 погонный метр.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды следует применять жидкость с плотностью, соответствующей правилам строительства скважин.

Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации.

Оставшийся ствол скважины необходимо заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками – поверхностно-активными веществами (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 жидкости в скважине, в которую спущена колонна НКТ. Это наиболее производительный способ и может осуществляться с использованием фонтанной арматуры со специальным лубрикаторм.

При слабом притоке жидкости, можно произвести плавный перевод скважины на механизированный способ эксплуатации.

Все работы по вскрытию продуктивных горизонтов, вызову притока и освоению скважины должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил техники безопасности.

На этапе опробования и исследования скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- Устья скважин с сепарационными и замерными установками должны оборудоваться по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- При опробовании и исследовании скважин следует производить сепарацию газа и последний, в обязательном порядке, сжигается;
- Работы по опробованию и испытанию скважин следует производить по специальному организационно-техническому плану, утвержденному недропользователем.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации, должны выполняться следующие мероприятия:

- Строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины;
- Создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых флюидов из одного пласта в другой.

Вызов притока и исследования скважин и пластов проводятся в светлое время суток при направлении ветра от ближайших населенных пунктов и, при этом, обеспечивается запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины, согласно пунктам 514-516 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

План добычи нефти, жидкости, попутного газа, объема закачки воды, объемов буровых работ новых скважин, их введений в эксплуатацию, общий фонд скважин месторождения и средний дебит скважины и их динамики по годам, другие технологические показатели разработки всех эксплуатационных объектов и в целом по месторождению по рекомендуемому варианту разработки по месторождению Хаиркелды Юго-Западный представлены в таблицах 8.1-8.5.

Соответствующие технологические показатели разработки по остальным вариантам приведены в табличных приложениях П.8.1.-П.8.14.

Таблица 8.1– Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по I объекту. Вариант 2

№№ п/п	Показатели	Годы																					
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	13,7	14,7	20,5	22,2	20,5	18,9	17,4	16,0	16,4	16,7	15,5	13,9	13,0	12,6	12,4	11,9	11,0	9,9	8,7	8,1	7,4	6,8
2	в том числе: из переходящих скважин	13,7	11,3	17,1	22,2	20,5	18,9	17,4	16,0	14,8	16,7	15,5	13,9	13,0	11,1	12,4	11,9	11,0	9,9	8,7	8,1	7,4	6,8
3	из новых скважин	0,0	3,4	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	13,7	0,0	0,0	0,0	20,5	18,9	17,4	16,0	16,4	16,7	15,5	13,9	13,0	12,6	12,4	11,9	11,0	9,9	8,7	8,1	7,4	6,8
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	20,7	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,2	0,0	0,0	0,0	0,0	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	164	164	0	0	0	0	0	164	0	0	0	0	183	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	20,7	22,7	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
11	в том числе: эксплуатационные скважины	20,7	22,7	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
12	вспомогательные и специальные скважины	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	1168,0	0,0	292,0	292,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	292,0	0,0	0,0	0,0	0,0	292,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	11,3	13,7	11,3	17,1	22,2	20,5	18,9	17,4	16,0	14,8	16,7	15,5	13,9	13,0	11,1	12,4	11,9	11,0	9,9	8,7	8,1	7,4
15	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	11,3	13,7	17,4	23,1	22,2	20,5	18,9	17,4	16,0	17,7	16,7	15,5	13,9	13,0	13,6	12,4	11,9	11,0	9,9	8,7	8,1	7,4
16	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,2	0,8	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
17	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	13,7	11,3	17,1	22,2	20,5	18,9	17,4	16,0	14,8	16,7	15,5	13,9	13,0	11,1	12,4	11,9	11,0	9,9	8,7	8,1	7,4	6,8
18	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	2,4	-2,4	-0,2	-0,9	-1,8	-1,6	-1,5	-1,4	-1,3	-1,0	-1,2	-1,6	-0,9	-1,9	-1,2	-0,4	-1,0	-1,1	-1,1	-0,7	-0,6	-0,6
19	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	21,1	-17,3	-1,3	-3,8	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,8	-5,6	-7,3	-10,4	-6,6	-14,8	-9,0	-3,6	-8,0	-10,0	-11,4	-7,9	-7,9	-7,9
20	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	2,7	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
22	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	5	6	6	6	6	6	5	6	5	5	4	4	5	5	5	5	4	4	4	4	4
24	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	4	5	6	6	6	6	6	5	6	5	5	4	4	5	5	5	5	4	4	4	4	4
26	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	4	5	6	6	6	6	6	5	6	5	5	4	4	5	5	5	5	4	4	4	4	4
27	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	из прочих категорий	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
34	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	24,4	26,2	30,2	32,6	34,6	35,0	35,5	36,7	36,8	36,2	36,3	37,1	40,0	36,1	33,6	35,8	35,9	36,8	38,6	38,8	39,1	39,5
36	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	24,4	24,1	28,6	32,6	34,6	35,0	35,5	36,7	38,1	36,2	36,3	37,1	40,0	37,9	33,6	35,8	35,9	36,8	38,6	38,8	39,1	39,5
37	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	41,3	45,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,7	0,0	0,0	0,0	0,0	16,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	56,1	57,8	60,5	64,7	68,2	71,0	73,7	76,5	78,0	78,9	80,7	82,2	83,6	83,3	83,6	85,2	86,4	87,4	88,4	89,4	90,3	91,1

Продолжение таблицы 8.1

39	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	56,1	59,7	61,4	64,7	68,2	71,0	73,7	76,5	79,2	78,9	80,7	82,2	83,6	84,8	83,6	85,2	86,4	87,4	88,4	89,4	90,3	91,1
40	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	50,0	55,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	55,0	0,0	0,0	0,0	0,0	48,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	10,7	11,1	11,9	11,5	11,0	10,1	9,3	8,6	8,1	7,6	7,0	6,6	6,6	6,0	5,5	5,3	4,9	4,6	4,5	4,1	3,8	3,5
42	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	10,7	9,7	11,0	11,5	11,0	10,1	9,3	8,6	7,9	7,6	7,0	6,6	6,6	5,8	5,5	5,3	4,9	4,6	4,5	4,1	3,8	3,5
43	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	158,5	154,9	131,9	126,4	125,4	126,1	136,0	143,6	142,6	136,6	136,7	131,1	130,4	136,7	135,3	130,5	124,0	123,4	123,1	123,3
44	Добыча жидкости, всего, тыс.т	31,2	34,9	51,9	63,0	64,5	65,1	66,2	68,2	74,6	79,5	80,3	78,0	79,2	75,7	75,5	80,4	80,5	78,5	75,4	75,7	76,3	77,1
45	в том числе: из переходящих скважин	31,2	28,2	44,5	63,0	64,5	65,1	66,2	68,2	70,9	79,5	80,3	78,0	79,2	72,6	75,5	80,4	80,5	78,5	75,4	75,7	76,3	77,1
46	из новых скважин	0,0	6,8	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	механизированным способом	31,2	34,9	51,9	63,0	64,5	65,1	66,2	68,2	74,6	79,5	80,3	78,0	79,2	75,7	75,5	80,4	80,5	78,5	75,4	75,7	76,3	77,1
48	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	132,0	167,0	218,9	281,9	346,4	411,5	477,6	545,9	620,5	700,0	780,2	858,2	937,3	1013,0	1088,5	1168,9	1249,4	1328,0	1403,3	1479,1	1555,4	1632,5
49	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	65,5	80,2	100,7	123,0	143,4	162,3	179,7	195,7	212,1	228,9	244,4	258,3	271,3	283,9	296,3	308,2	319,2	329,0	337,8	345,8	353,2	360,1
50	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,052	0,063	0,079	0,097	0,113	0,128	0,141	0,154	0,167	0,180	0,192	0,203	0,214	0,224	0,233	0,243	0,251	0,259	0,266	0,272	0,278	0,284
51	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	18,2	22,3	28,0	34,2	39,8	45,1	49,9	54,4	58,9	63,6	67,9	71,7	75,4	78,9	82,3	85,6	88,7	91,4	93,8	96,1	98,1	100,0
52	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,8	4,1	5,7	6,2	5,7	5,2	4,8	4,4	4,6	4,7	4,3	3,9	3,6	3,5	3,4	3,3	3,0	2,7	2,4	2,2	2,1	1,9
53	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	4,4	5,0	7,3	8,6	8,6	8,7	8,8	8,9	10,0	11,3	11,8	12,0	12,8	14,2	16,2	18,7	21,2	24,2	28,2	36,2	52,3	101,2
54	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	28,9	50,9	67,4	83,0	82,4	82,8	89,3	94,4	93,7	89,7	89,8	86,1	85,7	89,8	88,9	85,8	81,5	81,1	80,9	81,0
55	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	28,9	79,8	147,2	230,2	312,6	395,4	484,8	579,2	672,9	762,6	852,4	938,5	1024,2	1114,0	1202,9	1288,7	1370,1	1451,2	1532,1	1613,1
56	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	40,0	60,0	80,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
57	с начала разработки, %	0,0	0,0	9,0	19,7	30,0	40,2	47,7	53,6	58,6	62,8	66,3	69,0	71,3	73,3	74,9	76,5	77,8	79,0	80,0	80,9	81,7	82,5
58	Газовый фактор, м³/т	224,2	218,7	213,3	208,1	203,0	198,0	193,2	188,4	183,8	179,3	174,9	170,6	166,4	162,3	158,3	154,4	150,7	147,0	143,4	139,8	136,4	133,1
59	Добыча нефтяного газа, млн.м³	3,072	3,222	4,373	4,628	4,158	3,736	3,357	3,017	3,020	3,002	2,714	2,371	2,160	2,051	1,957	1,842	1,653	1,450	1,253	1,126	1,012	0,909
60	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	11,089	14,311	18,684	23,312	27,469	31,205	34,562	37,579	40,599	43,601	46,315	48,686	50,846	52,897	54,854	56,696	58,349	59,799	61,052	62,178	63,190	64,099

Таблица 8.2– Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по II объекту. Вариант 2

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	7,6	8,4	8,4	7,2	6,5	5,9	5,3	4,8	3,9	3,2	2,9	2,7	2,5	2,0
2	в том числе: из переходящих скважин	5,4	8,4	8,4	7,2	6,5	5,9	5,3	4,8	3,9	3,2	2,9	2,7	2,5	2,0
3	из новых скважин	2,2	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	механизированным способом	7,6	8,4	8,4	7,2	6,5	5,9	5,3	4,8	3,9	3,2	2,9	2,7	2,5	2,0
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	13,3	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
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
11	в том числе: эксплуатационные скважины	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
12	вспомогательные и специальные скважины	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
13	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	481,8	240,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	8,0	5,4	8,4	8,4	7,2	6,5	5,9	5,3	4,8	3,9	3,2	2,9	2,7	2,5
15	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	8,0	8,6	8,4	8,4	7,2	6,5	5,9	5,3	4,8	3,9	3,2	2,9	2,7	2,5
16	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,7	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8
17	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,4	8,4	8,4	7,2	6,5	5,9	5,3	4,8	3,9	3,2	2,9	2,7	2,5	2,0
18	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-2,6	-0,2	0,0	-1,2	-0,7	-0,6	-0,6	-0,5	-0,9	-0,8	-0,3	-0,2	-0,2	-0,4
19	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-32,6	-2,2	-0,2	-14,0	-9,6	-9,5	-9,4	-9,3	-18,5	-19,8	-8,2	-8,1	-8,1	-17,5
20	Мощность новых скважин, тыс.т	1,4	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
21	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	2
22	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	0
24	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	0
26	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	0
27	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	13,1	14,3	16,0	14,7	13,9	13,5	12,8	12,4	13,2	14,9	14,5	14,2	14,2	16,8
36	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	11,7	14,3	16,0	14,7	13,9	13,5	12,8	12,4	13,2	14,9	14,5	14,2	14,2	16,8
37	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	19,2	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
38	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	33,9	42,3	49,1	51,9	54,1	57,3	59,3	61,8	65,1	68,5	70,4	72,2	74,4	76,5
39	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	35,1	42,3	49,1	51,9	54,1	57,3	59,3	61,8	65,1	68,5	70,4	72,2	74,4	76,5
40	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	30,8	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
41	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,7	8,2	8,1	7,1	6,4	5,8	5,2	4,7	4,6	4,7	4,3	4,0	3,6	4,0
42	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	7,6	8,2	8,1	7,1	6,4	5,8	5,2	4,7	4,6	4,7	4,3	4,0	3,6	4,0
43	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	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
44	Добыча жидкости, всего, тыс.т	11,5	14,6	16,5	15,0	14,2	13,8	13,1	12,7	11,3	10,0	9,8	9,6	9,6	8,6
45	в том числе: из переходящих скважин	8,3	14,6	16,5	15,0	14,2	13,8	13,1	12,7	11,3	10,0	9,8	9,6	9,6	8,6
46	из новых скважин	3,2	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
47	механизированным способом	11,5	14,6	16,5	15,0	14,2	13,8	13,1	12,7	11,3	10,0	9,8	9,6	9,6	8,6
48	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	36,7	51,3	67,8	82,8	97,0	110,8	123,9	136,5	147,8	157,9	167,7	177,3	186,9	195,5

Продолжение таблицы 8.2

49	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	29,2	37,6	46,0	53,2	59,7	65,6	71,0	75,8	79,8	82,9	85,8	88,5	91,0	93,0
50	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,037	0,048	0,059	0,068	0,076	0,084	0,091	0,097	0,102	0,106	0,109	0,113	0,116	0,119
51	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	31,4	40,5	49,5	57,2	64,2	70,6	76,3	81,5	85,8	89,2	92,3	95,2	97,8	100,0
52	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	8,1	9,0	9,0	7,8	7,0	6,3	5,7	5,2	4,2	3,4	3,1	2,9	2,6	2,2
53	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	10,6	13,2	15,1	15,3	16,4	17,7	19,5	22,0	23,0	23,9	28,9	37,3	54,7	99,8
54	Закачка воды, тыс.м 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
55	Закачка воды с начала разработки, тыс.м 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
56	Компенсация отборов: текущая, %	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
57	с начала разработки, %	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
58	Газовый фактор, м ³ /т	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8
59	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,892	0,990	0,988	0,849	0,768	0,695	0,629	0,570	0,465	0,373	0,342	0,314	0,289	0,239
60	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	3,210	4,200	5,188	6,037	6,804	7,499	8,128	8,698	9,164	9,536	9,879	10,193	10,482	10,721

Таблица 8.3– Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по III объекту. Вариант 2

№№ п/п	Показатели	Годы																					
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	2,2	3,8	6,1	8,4	7,8	7,4	6,8	6,3	6,0	5,4	5,0	4,7	4,3	4,0	3,7
2	в том числе: из переходящих скважин	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	3,8	3,5	8,4	7,8	7,4	6,8	6,3	6,0	5,4	5,0	4,7	4,3	4,0	3,7
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	2,6	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	механизированным способом	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	2,2	3,8	6,1	8,4	7,8	7,4	6,8	6,3	6,0	5,4	5,0	4,7	4,3	4,0	3,7
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,7	0,0	15,9	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	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	183	0	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
11	в том числе: эксплуатационные скважины	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
12	вспомогательные и специальные скважины	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	43,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43,8	0,0	43,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,5	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	3,8	3,5	8,4	7,8	7,4	6,8	6,3	6,0	5,4	5,0	4,7	4,3	4,0
15	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,5	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,7	3,8	4,2	8,4	7,8	7,4	6,8	6,3	6,0	5,4	5,0	4,7	4,3	4,0
16	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,5	2,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	5,2	0,9	2,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
17	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	3,8	3,5	8,4	7,8	7,4	6,8	6,3	6,0	5,4	5,0	4,7	4,3	4,0	3,7
18	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	0,3	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	-0,3	4,2	-0,6	-0,4	-0,5	-0,5	-0,4	-0,6	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3
19	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-46,4	121,7	-11,3	-11,3	-11,3	-11,3	-11,3	-11,3	418,3	-7,5	99,9	-7,1	-5,3	-7,1	-7,1	-6,1	-9,6	-7,0	-7,0	-7,0	-7,0	-7,0
20	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
22	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1
24	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1
26	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1
27	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	10,6	9,5	8,6	7,7	7,0	6,5	6,3	15,1	19,5	24,8	30,6	32,9	35,0	36,6	38,7	40,7	43,8	46,2	47,4	48,6	49,9	51,4
36	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	10,6	9,5	8,6	7,7	7,0	6,5	6,3	5,9	19,5	21,1	30,6	32,9	35,0	36,6	38,7	40,7	43,8	46,2	47,4	48,6	49,9	51,4
37	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,5	0,0	35,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	47,8	48,4	49,6	50,3	51,3	53,6	57,2	49,8	58,7	61,0	66,4	71,0	74,5	77,3	79,6	81,6	83,3	84,9	86,3	87,6	88,7	89,8
39	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	47,8	48,4	49,6	50,3	51,3	53,6	57,2	60,0	58,7	64,6	66,4	71,0	74,5	77,3	79,6	81,6	83,3	84,9	86,3	87,6	88,7	89,8
40	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	48,0	0,0	55,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	5,5	4,9	4,3	3,8	3,4	3,0	2,7	7,6	8,1	9,7	10,3	9,5	8,9	8,3	7,9	7,5	7,3	7,0	6,5	6,0	5,6	5,2
42	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	5,5	4,9	4,3	3,8	3,4	3,0	2,7	2,4	8,1	7,5	10,3	9,5	8,9	8,3	7,9	7,5	7,3	7,0	6,5	6,0	5,6	5,2
43	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,5	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	4,4	9,1	15,7	24,9	26,8	28,9	30,2	31,2	32,5	32,2	33,1	33,9	34,8	35,7	36,7
45	в том числе: из переходящих скважин	0,5	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	9,1	9,9	24,9	26,8	28,9	30,2	31,2	32,5	32,2	33,1	33,9	34,8	35,7	36,7
46	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	0,0	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	механизированным способом	0,5	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	4,4	9,1	15,7	24,9	26,8	28,9	30,2	31,2	32,5	32,2	33,1	33,9	34,8	35,7	36,7
48	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	31,4	32,4	33,4	34,2	35,0	35,7	36,4	40,8	49,9	65,6	90,5	117,3	146,2	176,3	207,5	239,9	272,2	305,2	339,1	373,9	409,6	446,3

Продолжение таблицы 8.3

49	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	14,7	15,3	15,7	16,2	16,5	16,9	17,2	19,4	23,1	29,2	37,6	45,4	52,7	59,6	65,9	71,9	77,3	82,3	86,9	91,3	95,3	99,0
50	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,019	0,020	0,021	0,021	0,022	0,022	0,023	0,026	0,031	0,039	0,050	0,060	0,070	0,079	0,087	0,095	0,102	0,109	0,115	0,121	0,126	0,131
51	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	14,9	15,4	15,9	16,3	16,7	17,0	17,3	19,6	23,4	29,5	38,0	45,8	53,3	60,2	66,6	72,6	78,0	83,1	87,8	92,2	96,2	100,0
52	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	2,2	3,8	6,2	8,5	7,8	7,4	6,9	6,4	6,0	5,4	5,1	4,7	4,4	4,1	3,8
53	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,3	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	2,7	4,7	8,0	12,0	12,7	13,7	14,8	16,1	18,0	19,9	23,0	27,8	35,8	51,9	100,2
54	Закачка воды, тыс.м 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
55	Закачка воды с начала разработки, тыс.м 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Компенсация отборов: текущая, %	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
57	с начала разработки, %	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
58	Газовый фактор, м ³ /т	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9
59	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,037	0,082	0,073	0,064	0,057	0,051	0,045	0,337	0,577	0,933	1,279	1,188	1,125	1,044	0,970	0,911	0,823	0,765	0,711	0,661	0,615	0,571
60	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	1,948	2,029	2,102	2,166	2,223	2,274	2,319	2,656	3,232	4,166	5,445	6,633	7,758	8,802	9,772	10,683	11,506	12,272	12,983	13,644	14,259	14,830

Таблица 8.4– Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по IV объекту. Вариант 2

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	3,3	3,3	3,1	2,9	2,8	2,6	2,5	2,4	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	0,7
2	в том числе: из переходящих скважин	3,3	3,3	3,1	2,9	2,8	2,6	2,5	2,4	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	0,7
3	из новых скважин	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	0,0	0,0
4	механизированным способом	2,8	3,3	3,1	2,9	2,8	2,6	2,5	2,4	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	0,7
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	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	0,0	0,0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
11	в том числе: эксплуатационные скважины	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
12	вспомогательные и специальные скважины	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	0,0	0,0
13	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	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	0,0	0,0
14	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	5,2	3,3	3,3	3,1	2,9	2,8	2,6	2,5	2,4	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5
15	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,2	3,3	3,3	3,1	2,9	2,8	2,6	2,5	2,4	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5
16	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,6	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,5
17	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,3	3,3	3,1	2,9	2,8	2,6	2,5	2,4	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	0,7
18	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-1,9	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,8
19	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-36,4	-2,0	-4,4	-5,3	-5,3	-5,3	-5,3	-5,3	-5,3	-5,3	-5,3	-5,3	-5,3	-5,3	-5,3	-5,3	-51,7
20	Мощность новых скважин, тыс.т	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	0,0	0,0
21	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
22	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
24	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
26	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
27	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	21,7	24,8	26,8	28,3	29,6	30,8	31,8	32,8	33,7	34,5	35,4	36,3	37,1	38,1	39,1	40,2	41,4
36	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	21,7	24,8	26,8	28,3	29,6	30,8	31,8	32,8	33,7	34,5	35,4	36,3	37,1	38,1	39,1	40,2	41,4
37	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	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	0,0	0,0
38	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	57,2	63,3	67,6	70,9	73,7	76,0	78,0	79,8	81,3	82,8	84,1	85,3	86,4	87,4	88,4	89,3	90,2
39	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	57,2	63,3	67,6	70,9	73,7	76,0	78,0	79,8	81,3	82,8	84,1	85,3	86,4	87,4	88,4	89,3	90,2
40	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	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	0,0	0,0
41	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	9,3	9,1	8,7	8,2	7,8	7,4	7,0	6,6	6,3	5,9	5,6	5,3	5,1	4,8	4,5	4,3	4,1
42	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	9,3	9,1	8,7	8,2	7,8	7,4	7,0	6,6	6,3	5,9	5,6	5,3	5,1	4,8	4,5	4,3	4,1
43	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	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	0,0	0,0
44	Добыча жидкости, всего, тыс.т	7,8	8,9	9,6	10,1	10,6	11,0	11,4	11,7	12,0	12,4	12,7	13,0	13,3	13,6	14,0	14,4	7,5

Продолжение таблицы 8.4

45	в том числе: из переходящих скважин	7,8	8,9	9,6	10,1	10,6	11,0	11,4	11,7	12,0	12,4	12,7	13,0	13,3	13,6	14,0	14,4	7,5
46	из новых скважин	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	0,0	0,0
47	механизированным способом	7,8	8,9	9,6	10,1	10,6	11,0	11,4	11,7	12,0	12,4	12,7	13,0	13,3	13,6	14,0	14,4	7,5
48	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	62,0	70,8	80,4	90,6	101,2	112,2	123,5	135,3	147,3	159,6	172,3	185,3	198,6	212,2	226,2	240,5	248,1
49	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	38,7	41,9	45,0	48,0	50,8	53,4	55,9	58,3	60,5	62,7	64,7	66,6	68,4	70,1	71,7	73,3	74,0
50	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,087	0,094	0,101	0,107	0,114	0,120	0,125	0,130	0,135	0,140	0,145	0,149	0,153	0,157	0,160	0,164	0,166
51	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	52,3	56,7	60,9	64,8	68,6	72,2	75,6	78,8	81,8	84,7	87,4	90,0	92,4	94,8	97,0	99,0	100,0
52	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,5	4,4	4,2	4,0	3,8	3,6	3,4	3,2	3,0	2,9	2,7	2,6	2,4	2,3	2,2	2,1	1,0
53	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8,6	9,2	9,7	10,2	10,7	11,4	12,2	13,1	14,3	15,8	17,8	20,5	24,4	30,6	41,8	68,1	103,3
54	Закачка воды, тыс.м³	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	0,0	0,0
55	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	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	0,0	0,0
56	Компенсация отборов: текущая, %	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	0,0	0,0
57	с начала разработки, %	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	0,0	0,0
58	Газовый фактор, м³/т	99,0	97,1	95,2	93,3	91,5	89,7	88,0	86,3	84,6	82,9	81,3	79,7	78,2	76,7	75,2	73,7	72,3
59	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,329	0,316	0,296	0,275	0,255	0,237	0,220	0,205	0,190	0,176	0,164	0,152	0,141	0,131	0,122	0,113	0,054
60	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	2,351	2,667	2,963	3,238	3,493	3,731	3,951	4,155	4,345	4,522	4,686	4,838	4,980	5,111	5,233	5,346	5,400

Таблица 8.5 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по месторождению в целом. Вариант 2

№№ п/п	Показатели	Годы																					
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	24,8	26,9	32,5	32,8	30,2	27,7	25,5	25,4	26,4	28,1	28,8	26,2	24,6	23,2	20,3	19,4	17,1	14,9	13,4	12,4	11,4	10,6
2	в том числе: из переходящих скважин	22,7	23,5	29,1	32,8	30,2	27,7	25,5	25,4	26,4	28,1	28,8	26,2	24,6	23,2	20,3	19,4	17,1	14,9	13,4	12,4	11,4	10,6
3	из новых скважин	2,2	3,4	3,4	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	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	24,8	26,9	32,5	32,8	30,2	27,7	25,5	25,4	26,4	28,1	28,8	26,2	24,6	23,2	20,3	19,4	17,1	14,9	13,4	12,4	11,4	10,6
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	13,3	20,7	20,4	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	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	164	164	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	53,2	55,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3
11	в том числе: эксплуатационные скважины	53,2	55,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3
12	вспомогательные и специальные скважины	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	93,4	93,4	93,4	93,4	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	0,0	0,0	0,0
14	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	25,0	22,7	23,5	29,1	32,8	30,2	27,7	25,5	25,4	26,4	28,1	28,8	26,2	24,6	23,2	20,3	19,4	17,1	14,9	13,4	12,4	11,4
15	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	25,0	23,9	25,5	31,0	32,8	30,2	27,7	25,5	25,4	26,4	28,1	28,8	26,2	24,6	23,2	20,3	19,4	17,1	14,9	13,4	12,4	11,4
16	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	1,0	1,1	1,1	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
17	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	22,7	23,5	29,1	32,8	30,2	27,7	25,5	25,4	26,4	28,1	28,8	26,2	24,6	23,2	20,3	19,4	17,1	14,9	13,4	12,4	11,4	10,6
18	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-2,3	-0,4	3,7	1,8	-2,7	-2,4	-2,2	-0,1	1,0	1,7	0,7	-2,6	-1,6	-1,4	-2,9	-0,9	-2,3	-2,2	-1,5	-1,0	-0,9	-0,9
19	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-9,3	-1,6	14,3	5,8	-8,1	-8,0	-8,0	-0,3	3,8	6,6	2,4	-8,9	-6,3	-5,7	-12,4	-4,5	-12,0	-13,0	-9,9	-7,6	-7,6	-7,6
20	Мощность новых скважин, тыс.т	0,6	0,9	0,9	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	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	1	0	1	0	0
22	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	10	11	11	11	11	11	11	11	11	11	10	10	9	9	8	7	6	6	5	5	5
24	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	9	10	11	11	11	11	11	11	11	11	11	10	10	9	9	8	7	6	6	5	5	5
26	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	9	10	11	11	11	11	11	11	11	11	11	10	10	9	9	8	7	6	6	5	5	5
27	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	из прочих категорий	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
34	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	19,9	21,1	24,5	26,0	26,9	27,0	27,3	27,5	28,9	30,4	31,5	32,3	34,1	33,8	32,3	34,1	34,5	35,1	36,5	36,9	37,4	38,0
36	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	19,9	19,8	23,4	26,0	26,9	27,0	27,3	27,5	28,9	30,4	31,5	32,3	34,1	33,8	32,3	34,1	34,5	35,1	36,5	36,9	37,4	38,0
37	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	19,2	41,3	45,4	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	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	51,2	54,7	58,9	63,1	66,5	69,4	72,1	73,8	75,3	76,1	77,4	79,4	81,2	81,9	83,1	84,7	85,8	86,7	87,7	88,8	89,8	90,7
39	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	52,6	55,3	59,3	63,1	66,5	69,4	72,1	73,8	75,3	76,1	77,4	79,4	81,2	81,9	83,1	84,7	85,8	86,7	87,7	88,8	89,8	90,7
40	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	30,8	50,0	55,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	9,7	9,5	10,1	9,6	9,0	8,3	7,6	7,2	7,1													

9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В процессе разработки месторождения необходимо осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Хаиркелды Юго-Западный предлагается проводить 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 и закачиваемой воды.

Виды исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Хаиркелды Юго-Западный определены на основании ЕПРКИН, согласно «Руководству по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений» [7].

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Обязательный комплекс промысловых исследований

Определение забойных и пластовых давлений, дебитов нефти, жидкости добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин, обводнённости и газового фактора по добывающим скважинам.

Определение пластового давления

Определение пластового давления должно осуществляться пластоиспытателем многократного действия (“RFT”) и скважинным манометром во время длительного простоя скважины (КПРС, бездействие и т.д.) в виде разовых исследований по всем скважинам,

вскрывшим продуктивные пласты, но не менее 1 раза в полугодие по добывающему фонду на завершающей стадии разработки.

В добывающих и переходящих нагнетательных (поглощающих) скважинах необходимо проводить систематические замеры пластовых давлений и температуры с периодичностью – 1 замер в квартал для контроля за текущим термобарическим состоянием пластов.

Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных с автономной регистрацией). В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье.

Определения забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим и нагнетательным (поглощающим) скважинам новым и после выхода из ремонта и систематически в действующих скважинах не реже 1 раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, измеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня (с помощью эхолотов) и последующих пересчета.

В нагнетательных скважинах, оборудованных насосно-компрессорными трубами, забойное давление допускается определять расчетным путем по давлению на устье НКТ при закачке через кольцевое затрубное пространство, или по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

Ввиду отсутствия исследований по обоснованию рационального забойного давления, недропользователю рекомендуется согласно положениям ЕПРКИН пр.127, предусмотреть в новых добывающих скважинах проведение исследовательских работ по определению рационального забойного давления, с дальнейшим контролем в рамках авторских надзоров. До реализации и получения результатов данной программы, забойное давление следует поддерживать не ниже текущего давления насыщения.

Определение дебита жидкости по добывающим скважинам и приемистости по нагнетательным скважинам.

В целях контроля разработки разовые измерения дебитов (приемистости) должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

По добывающим скважинам рекомендуется 1 раз в 15 дней замерять дебиты по всему действующему фонду скважин.

Замеры приемистости по нагнетательным скважинам должны производиться ежемесячно.

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.

Определение газового фактора

Газовый фактор определяется разовыми исследованиями по всем добывающим скважинам: новым и после ремонта. Газовый фактор на скважинах, эксплуатируемых при забойных давлениях выше давления насыщения и характеризующихся начальным газовым фактором, определяется один раз в год. По скважинам, эксплуатируемым при забойных давлениях ниже давления насыщения, с повышенным газовым фактором (превышающим начальное содержание растворенного газа) измерение производится ежеквартально. Газовые счетчики должны устанавливаться на ПСН и на «Спутнике», учитывая полное выделение газа для успешного фиксирования счетчиками при движении газожидкостной смеси из скважины до сборного пункта или приемной емкости. Для успешного замера газа так же необходимо обеспечить герметичность процесса сбора продукции.

Промыслово-геофизические исследования скважин

Под промыслово-геофизическими методами исследований, в том числе исследований по контролю за разработкой месторождения, подразумеваются все виды геофизических исследований скважин в пределах эксплуатационных объектов. Они включают исследования в бурящихся и действующих скважинах.

Согласно проекту, на месторождении будет продолжена эксплуатация действующих на 01.01.2024г скважин, а также бурение новых эксплуатационных скважин.

Исследования в скважинах, выходящих из бурения

Основными задачами геофизических исследований (ГИС) законченных бурением скважин является уточнение геологического строения продуктивной толщи, определение фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов. Опираясь на опыт исследований, пробуренных на предыдущей стадии освоения месторождения, достаточно эффективно эти задачи решаются проведением комплекса методов, включающих стандартные и детальные методы исследований:

Электрические методы:

- КС (N0,5M2A; A2M0,5N);
- ПС;
- резистивиметрия;

- боковой каротаж (БК);
- индукционный каротаж (ИК);
- микрозондирование (МКЗ);
- микробоковой каротаж (МБК);
- высокочастотное изопараметрическое индукционное зондирование (ВИКИЗ).

Радиоактивные методы

- гамма-каротаж (ГК);
- нейтрон-нейтронный каротаж (ННКТ);
- нейтрон-нейтронный гамма-каротаж (ННГК)
- гамма-гамма-плотностой каротаж (ГГК-П).

Микрокавернометрия

Каверно-профилеметрия

Акустический каротаж (АК)

Инклометрия

Термометрия

Акустическая цементометрия (АКЦ).

Все полученные материалы ГИС соответствуют требованиям «Технологической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах» и технических рекомендаций к скважинным приборам. Скважинные приборы проэталонированы в соответствии с инструктивными положениями и откалиброваны перед началом записи.

Отсчет глубин ведется от уровня ствола ротора.

После спуска эксплуатационной колонны и закачки цемента необходимо проведение акустической цементометрии с целью определения состояния цементного камня.

Для учета искривления ствола скважины и ориентирования его в пространстве необходимо проведение инклинометрии.

Промыслово-геофизических исследования в действующих скважинах

Основными задачами ГИС по контролю за разработкой на данном этапе освоения месторождения являются:

- Определение текущего насыщения пластов;
- Определения профиля притока и характера поступающего флюида;
- Контроль за энергетическим состоянием объектов разработки;
- Контроль охвата выработкой продуктивного разреза;
- Изучение профилей притока пластового флюида;
- Выделение мест и профиля поглощения нагнетаемого агента;

- Определение текущего положения ВНК;
- Контроль технического состояния скважин и скважинного оборудования.

В добывающих скважинах

Механизированный способ эксплуатации. В соответствии с проектом на месторождении предусмотрена работа скважин механизированным способом эксплуатации, что существенно осложняет проведение геофизических исследований по контролю и не позволяет проводить их в каждой скважине. В скважинах, оборудованных ВП исследования могут быть проведены малогабаритным прибором, спускаемым по межтрубному пространству, с соответствующим оборудованием устья.

Кроме этого, в скважинах, эксплуатируемых механизированным способом, исследования можно проводить при ремонтных работах, после извлечения технологического оборудования в остановленной скважине.

Порядок проведения исследований следующий: первый цикл исследований выполняется после освобождения ствола скважины от подземного оборудования (методы - ГК, ЛМ, Т, ГГК-П), затем сваби́рованием или другим способом (закачки) вызвать движение жидкости и выполнить второй цикл исследований (методы - ВТ, ГГК-П, ВЛГ, Рез). По мере накопления данных по исследованию этой категории скважин следует оценить информативность методов и уточнить комплекс ГИС.

В соответствии с ЕПРКИН, промыслово-геофизические исследования относятся к разовым исследованиям и должны выполняться в каждой вновь пробуренной скважине при достижении стабильных показателей добычи, а также до и после какого-либо технологического или технического мероприятия.

В нагнетательных скважинах

Комплекс ГИС в нагнетательных (поглощающих) скважинах в работе и остановленных включает: ГК, ЛМ, ВТ, Рас.

Комплекс позволит определить интервалы и профиль поглощения рабочего агента. Первые исследования в нагнетательных скважинах проводятся после достижения стабильных объемов закачки, последующие при неконтролируемой приемистости скважины.

При исследовании добывающих и нагнетательных скважин необходимо соблюдать следующие правила компоновки скважинного оборудования:

- Башмак НКТ должен находиться не менее 10 м выше верхних перфорационных отверстий;
- Расстояние между нижними перфорационными отверстиями и текущим забоем более 10 м.

Контроль технического состояния эксплуатационной колонны и цементного камня в затрубном пространстве

В каждой законченной строительством и вступающей в эксплуатацию скважине необходимо выполнить исследования по определению технического состояния, герметичности эксплуатационной колонны и качества цементации. Выполняются следующие виды исследований по всему стволу: ГК, ЛК, ВТ, АКЦ. В случае подозрения на негерметичность колонны, комплекс специальных исследований определяется поставленной задачей.

Контроль за текущим положением ВНК

Контроль перемещения ВНК проводится для сравнения текущего положения контактов с существовавшим в момент начала разработки. Положения ВНК определяются методами КС, БК и ИК по снижению УЭС в специальных оценочных или еще необсаженных эксплуатационных скважинах. В обсаженных скважинах положение контактов контролируется с помощью стационарных и импульсных нейтронных методов контроля.

Гидродинамические исследования пластов и скважин

Гидродинамические исследования методом восстановления давления – регистрации кривой восстановления уровня (КВУ) и методом установившихся отборов (МУО) выполняются по каждой скважине после ввода её в эксплуатацию и в последующем – по мере необходимости, до и после ГТМ.

Исследования методом установившихся отборов

В новых скважинах, вышедших из бурения, а также в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию и скважинах, переведенных с другого горизонта, следует провести разовые исследования МУО с целью оценки начальных продуктивных характеристик пластов.

В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов, пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней. С целью определения влияния снижения забойных давлений ниже давления насыщения на коэффициент продуктивности скважин и значений средних по объектам рациональных забойных давлений в добывающих скважинах, первые исследования МУО на новых скважинах должны проводиться при забойном давлении выше давления насыщения нефти газом.

Для получения достоверной информации по ёмкостно-фильтрационной характеристике предлагается проводить исследования МУО не менее чем на 3-х режимах, с отработкой на каждом режиме до стабилизации забойного давления и дебита. Во время замера дебита на каждом режиме следует определять газовый фактор и отбирать поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводнённость.

Экспериментальная программа исследовательских работ по определению рационального забойного давления в добывающих скважинах

Проведение режимных исследований предусмотрены на новых скважинах.

Перед проведением долгосрочных режимных исследований, с целью определения зависимости уменьшения коэффициента продуктивности от уровня снижения забойного в скважинах для дальнейшей рациональной эксплуатации месторождения, необходимо провести исследования МУО, при которых три режима должны быть ниже давления насыщения. При этом продолжительность одного режима должна составлять не менее 4 суток. Исследования необходимо провести прямым и обратным ходом. При проведении исследований обязателен замер дебитов нефти и газового фактора на каждом режиме. После проведения исследований необходимо стабилизировать работу скважины для закрытия на КВД в течение не менее 6 суток.

После проведения ГДИС необходимо провести долгосрочные режимные исследования при тех же забойных давлениях. Рекомендуемая продолжительность одного режима - 1 месяц. Исследования необходимо провести прямым и обратным ходом. При проведении режимных исследований обязателен замер газового фактора на каждом режиме для определения предельнодопустимого значения газового фактора.

Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа

Отбор и исследования глубинных и поверхностных проб нефти

Пластовые пробы нефти должны быть отобраны глубинными пробоотборниками в непосредственной близости от зоны притока. Выбор скважин для отбора глубинных проб осуществляется геологической службой недропользователя и согласовывается с предприятием, выполняющим авторский надзор за реализацией действующего проектного документа.

Исследования глубинных проб нефти выполняются в соответствии с требованиями ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти». Принятые в Проекте разработки параметры пластовой нефти сопоставляются с новыми данными и при необходимости корректируются.

Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод

Отбор и химический анализ проб попутной воды

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время эксплуатации скважин изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают отбор проб и определение физико-химического и ионного состава, состава водорастворённой органики, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должен осуществляться по выбранным добывающим скважинам с повышенной обводненностью не реже одного раза в квартал.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

1. физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (рН), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- ; SO_4^{2-} ; HCO_3^- ; Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;
2. состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);
3. состав водорастворенного нефтяного газа (нейтральные и кислые газы – азот, гелий, углекислый газ, сероводород; углеводородные компоненты – метан, этан, пропан, бутаны, пентаны, гексаны);
4. микрокомпонентный состав.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для утилизации попутно добываемых сточных вод. Требования к качеству закачиваемой воды должны соответствовать требованиям, предъявляемым к водоносным поглощающим горизонтам и соответствовать требованиям по охране окружающей среды.

С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода, а также концентрации и размера механических примесей. Пробы для анализа необходимо отбирать из закачиваемой воды. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ). Определение химического состава воды следует производить с периодичностью 1 раз в 3 месяца.

Комплекс исследований контроля разработки месторождения приведен в таблице 9.1.

Таблица 9.1- Комплекс исследований скважин по контролю за разработкой

№№ п/п	Виды исследований	Категории и виды скважин	
		Добывающие	Нагнетательные
1	2	3	4
1	Замер дебитов жидкости, количества песка, приемистости, буферного и затрубного давления. По переходящим: малодебитные средне- и высокодебитные Замеры приемистости нагнетательных скважин.	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ ежедневно ежедневно	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ ежедневно
2	Определение обводненности продукции по переходящим: высокообводненным	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ еженедельно	
3	Определение газового фактора по переходящим: $R_{пл} > R_{нас}$ $R_{пл} < R_{нас}$	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в год ежеквартально или ежемесячно	
4	Замеры пластового давления по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в полугодие	
5	Замеры забойного давления по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в квартал	Систематические исследования: 1 раз в месяц в контрольных скважинах
6	Исследование методом установившихся отборов (динамического уровня) по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ по мере необходимости	
7	Геофизические исследования скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ	
8	Исследования профиля притока	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию	
9	Стандартный комплекс ГИС в открытом стволе	Разовые исследования при окончании бурения	
10	Определение профиля поглощения		Разовые исследования по мере необходимости
11	Определение состояния обсадных колонн и цементного камня по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)	
12	Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.	Согласно графику	
13	Отбор проб воды для определения состава и качества в добывающих и нагнетательных скважинах по переходящим:	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию Систематические исследования 1 раз в 3 месяца.	Ежедневно
14	Анализ качества закачиваемого агента		Ежедневно

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В настоящей главе представлены основные мероприятия по снижению возможного влияния на компоненты окружающей среды (ОС) при реализации «Дополнение к Проекту разработки месторождения Хайыркелды Юго-Западный».

10.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

Сокращение объемов выбросов и снижение их приземных концентраций обеспечивается комплексом плановых, технологических и специальных мероприятий.

Плановые мероприятия влияют на уменьшение воздействия выбросов предприятия на жилые территории. Проектируемое предприятие находится на значительном расстоянии от ближайших населенных пунктов.

В географическом отношении месторождение Хаиркелды Юго-Западный находится в юго-западной части Торгайской низменности.

В непосредственной близости от контрактной территории расположены нефтяные и газонефтяные месторождения Аксай, Нуралы, Коныс и Северо- Западный Коныс.

В пределах контрактной территории открыты месторождения нефти Таур, Хаиркелды, Хаиркелды Южный, Хаиркелды Северный, и Хаиркелды Юго-западный.

Для безаварийной разработки месторождения в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разработке и добыче полезных ископаемых» должны быть предусмотрены следующие мероприятия организационно-технического характера:

- использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- установка на устье скважин противовыбросового оборудования;
- внедрение методов испытания скважин, исключающих выброс вредных веществ в атмосферу;
- подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;

- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования и проведение технологического ремонта;
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса (измерение расхода, давления, температуры);
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среды: воздуха в рабочей зоне, почвы, грунта на промышленных площадках и прилегающей территории;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- наличие и постоянное функционирование систем аварийного оповещения и связи, контроля качества воздуха;
- целью обучения персонала методам реагирования на аварийную ситуацию и борьбе с последствиями этих аварий;
- трапы, сепараторы и другие аппараты, работающие под давлением, должны эксплуатироваться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- при наступлении неблагоприятных метеорологических условий – осуществление комплекса мероприятий с целью снижения объемов выбросов;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т.д.);
- озеленение территорий объектов месторождения;

- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха.

10.2 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ

Загрязнение приземного слоя воздуха, в большей степени зависит от метеорологических условий. В отдельные периоды, когда метеорологические условия способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрасть. Задача в том, чтобы в эти периоды не допускать возникновения высокого уровня загрязнения.

К неблагоприятным метеорологическим условиям (НМУ) относят: пыльную бурю, гололед, штормовой ветер, туман, штиль. Неблагоприятные метеорологические условия могут помешать нормальному режиму работы.

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) предусмотреть мероприятия, которые должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

Согласно «Методическим указаниям регулирования выбросов при НМУ», РД 52.04.52-85 мероприятия по сокращению выбросов в период НМУ разрабатываются для 2-х режимов работы. Однако разработка данных мероприятий проводится таким образом, чтобы их выполнение никак не повлияло на технологический процесс и не вызвало аварийных ситуаций.

Для первого режима работы разрабатываются мероприятия, обеспечивающие сокращение выбросов, а, следовательно, и концентрации загрязняющих веществ в атмосферу на 5-20%. Мероприятия данного режима носят в основном организационно-технический характер и не приводят к снижению производительности.

План мероприятий для первого режима:

- размещение источников выбросов на территории промышленной площадки с учетом направления ветра, характерного для данного района;
- прекращение испытания оборудования с целью изменения технологических режимов работы
- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм.

➤ переход на сокращенный режим работы (снижение производительности на 20%) в период НМУ.

Мероприятия для первого режима разрабатываются при предупреждении о повышении уровня приземных концентраций в 1,5 раза. Их эффективность принимается равной 15 – 20%.

Для второго режима работы разработанные мероприятия обеспечивают снижение выбросов загрязняющих веществ на 50%.

План мероприятий для второго режима:

- переход на сокращенный режим работы (снижение производительности на 40-50%) в период НМУ;
- максимальное обеспечение соблюдения оптимального режима работы в соответствии с технологическим регламентом;
- запрет на проведение продувок технологического оборудования;
- запрет на проведение продувок на период проведения ППР;

Эти мероприятия носят организационно-технический характер, они не требуют существенных затрат.

10.3 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Основными источниками водопотребления и водоотведения на буровой будут являться:

- насосная группа;
- дизельный блок;
- рабочая площадка буровой вышки;
- блок очистки буровых растворов;
- циркуляционная система;
- блок приготовления реагентов;
- блок емкостей с запасным буровым раствором.

Наибольший объем БСВ в процессе производства образуется при охлаждении штоков шламовых насосов, мытье рабочей площадки буровой вышки, очистке буровых растворов от выбуренной породы и зачистке емкостей циркуляционной системы от осадка бурового раствора.

Согласно главе 1 Экологического кодекса. Сточные воды – это воды, использованные на производственные или бытовые нужды и получившие при этом дополнительные примеси (загрязнения), изменившие их первоначальный состав или физические свойства. Воды, стекающие с территории населенных мест и промышленных предприятий в момент выпадения

атмосферных осадков, поливки улиц или после этого, воды, образуемые при добыче полезных ископаемых, также считаются сточными.

Жидкие отходы - любые отходы в жидкой форме, за исключением сточных вод. Соответственно буровые сточные воды не относятся к категории отходов. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, после осветления и очистки частично могут повторно использоваться для нужд бурения. Отработанный буровой раствор также накапливается в емкостях для последующей химобработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважин. Система обработки и хранения бурового раствора, включает в себя активную емкость, общим объемом 180м³. По окончании бурения все неиспользованные отходы бурения, в том числе нефтесодержащие сточные воды будут передаваться на договорной основе сторонней специализированной организации для дальнейшей утилизации.

Мероприятия по охране поверхностных вод

Для уменьшения загрязнения окружающей среды территории предусматривается комплекс следующих основных мероприятий:

- циркуляция промывочной жидкости осуществляется по замкнутому циклу: скважина – циркуляционная система – приемные емкости – нагнетательная линия скважина;
- соблюдение технологического регламента на проведение буровых работ;
- своевременный ремонт аппаратуры;
- недопущение сброса производственных сточных вод на рельеф местности.

Рекомендации по охране подземных вод:

Для предотвращения загрязнения подземных вод предпринят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность:

- Особое внимание при строительстве скважины должно быть уделено предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при негерметичности ствола скважины. Для повышения крепления скважины должны быть использованы различные технические средства, совершенные тампонажные материалы, наиболее подходящие к конкретным условиям;
- Применение специальных рецептур буровых растворов при циркуляции в необсаженной части ствола скважины;
- Применение технологии цементирования, обеспечивающей подъем цементного кольца до проектных отметок и исключаящей межпластовые перетоки в зонах активного водообмена после цементирования;
- Для предупреждения загрязнения водоносных горизонтов по стволу скважины должна быть установлена промежуточная колонна;

- Буровые сточные воды необходимо максимально использовать в оборотном водоснабжении (для повторного приготовления бурового раствора);
- Во избежание попадания загрязнений в почво-грунты, а затем и в подземные воды, все технологические площадки (под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком, под блоком ГСМ и т.д.), покрываются изолирующими материалами. Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии. Сыпучие химические реагенты затариваются и хранятся под навесом для химических реагентов, обшитых с четырех сторон. Жидкие химические реагенты хранятся в цистернах на площадке ГСМ. Отработанные масла собираются в специальные емкости и вывозятся для дальнейшей регенерации.
- Для предотвращения подтопления ливневыми осадками и паводковыми водами, производственная площадка буровой обваловывается грунтом; покрытие площадок предусматривается из гравийного грунта, уложенных на гидроизоляционный слой из уплотнённого насыпного грунта.
- Для сбора, транспортировки буровых сточных вод к накопителю предусматривается установка системы железобетонных или металлических лотков.
- Для предотвращения загрязнения почв и далее подземных вод химическими реагентами, их транспортировка и хранение производятся в закрытой таре (мешки, бочки).

10.4 Мероприятия по охране почвенного покрова

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова в процессе работ необходимо осуществление следующих мероприятий:

- систематизировать движение наземных видов транспорта;
- движение наземных видов транспорта осуществлять только по имеющимся и отведенным дорогам;
- производить захоронение отходов только на специально оборудованных полигонах.

Комплекс природоохранных мероприятий по защите земельных ресурсов и восстановлению земельного участка в процессе буровых работ включает в себя:

- бетонирование буровой площадки под основные крупные блоки буровой установки;
- обустройство земельного участка защитными канавами или обваловкой;
- для предотвращения загрязнения почв химическими реагентами, их транспортировка и хранение производится в закрытой таре (мешки, бочки);
- приготовление бурового раствора осуществляется в блоке приготовления раствора, со сливом в циркуляционную систему по металлическим желобам.
- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе:

- скважина-блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – насосы – манифольд - скважина;
- буровой раствор с выбуренной породой пропускаются через две центрифуги, установленные после вибросита. Жидкая фаза раствора подается в циркуляционную систему для повторного использования;
- выбуренная порода на блоке очистки (вибросито, пескоотделитель, илоотделитель, центрифуга) отделяется от бурового раствора и сбрасывается в шламовые емкости;
- предусмотреть безамбарный метод бурения - сбор отходов бурения (БШ, ОБР, БСВ) в емкости, с последующим вывозом;
- сооружение систем накопления и хранения отходов бурения и систем инженерной канализации стоков буровой в места их организованного сбора;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- устройство насыпи и обваловки у склада ГСМ.
- ГСМ привозятся на буровую в автоцистернах и перекачиваются в специальные закрытые емкости для ГСМ, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС.

10.5 Мероприятия по снижению негативного воздействия на животный мир

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитания при проведении работ на месторождении, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения.

Особое внимание должно быть уделено охране такого ценного и исчезающего в настоящее время, ранее широко распространенного в республике реликтового животного, как сайга.

Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

Мероприятия, обеспечивающие защиту почвы, флоры и фауны складываются из организационно – технологических; проектно – конструкторских; санитарно-противоэпидемических.

Организационно-технологические:

- организация упорядоченного движения автотранспорта и техники по территории, согласно разработанной и утвержденной оптимальной схеме движения;
- тщательная регламентация проведения работ, связанных с загрязнением рельефа при производстве земляных работ; технической рекультивации.

Проектно-конструкторские:

- согласование и экспертиза проектных разработок в контролирующих природоохранных органах и СЭС;
- проектно-конструкторские решения, направленные на снижение загрязнения почв.
- Санитарно-противоэпидемические – обеспечение противоэпидемической защиты персонала от особо опасных инфекций.

В районе проведения работ необходимо обеспечение следующих мероприятий по охране животного мира:

- защита окружающей воздушной среды;
- защиту поверхностных, подземных вод от техногенного воздействия;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- движение автотранспорта осуществлять только по отсыпанным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- ввести на территории месторождения запрет на охоту;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- проектные решения принять с учетом требований РК в области охраны окружающей среды, включая проведение работ по технической рекультивации после окончания работ.

Основными требованиями по сохранению объектов флоры и фауны является:

- сохранение фрагментов естественных экосистем,
- предотвращение случайной гибели животных и растений,
- создание условий производственной дисциплины, исключающих нарушения законодательства по охране животного и растительного мира со стороны производственного персонала.

В целях предупреждения нарушения почвенно-растительного покрова и для охраны животного мира при проведении работ на месторождении намечаются нижеследующие мероприятия:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- принятие административных мер в целях пресечения браконьерства на территории месторождения;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производить только на специально оборудованных полигонах;
- поддержание в чистоте территории площадок и прилегающих площадей.

10.6. Мероприятия по охране недр

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий по обеспечению полноты извлечения из недр углеводородного сырья, рационального и комплексного использования, сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов (землетрясений, оползней, подтоплений, просадок грунта), предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков углеводородного сырья и жидкости в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод.

Конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

Общие меры по охране недр должны включать:

- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- обеспечение надежной, безаварийной системы сбора, подготовки и хранения флюида;
- закрытая система сбора и транспорта продукции скважин;

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

10.7. Радиационная безопасность

Радиационная безопасность на объектах газовой отрасли осуществляются в соответствии с документами нормирования.

На предприятии штатной службой радиационной безопасности должен производиться систематический радиационный контроль. Объем, характер и периодичность проведения, учет и порядок регистрации результатов, формы отчетной документации, а также установленные контрольный и допустимый уровни контролируемых параметров необходимо утвердить и согласовать с органами Госсаннадзора.

В случае обнаружения поступления из скважины, по результатам анализа, бурового раствора, шлама, пластового флюида с повышенной радиоактивностью необходимо:

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы бурения с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Мероприятия по снижению радиационного риска

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения углеводородов, средства их транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с углеводородами и пластовыми водами, места разливов углеводородов и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на газовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А - 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б - 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не должна превышать - 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать - 1 мЗв в год.

10.8. Мониторинг эмиссий. Виды работ по производственному экологическому контролю и объекты контроля

С целью получения достоверной информации о воздействии производственных объектов на компоненты окружающей среды, оценки эффективности выполняемых мероприятий по охране окружающей среды и прогнозирования последствий этого воздействия, ТОО «KAZPETROL GROUP» ведет внутренний учет, формирует и представляет периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля в соответствии с требованиями, устанавливаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Согласно программе производственного экологического контроля наблюдения атмосферного воздуха, на границе СЗЗ, месторождения Юго-Западный Хаиркелды ТОО «KAZPETROL GROUP» проводились по следующим ингредиентам: азота диоксида, азота оксида, углерод оксида, метан. Согласно проведенным инструментальным замерам, выбросы не превышали гигиенические нормативы ПДК.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В 2022г утверждены и приняты на Государственный баланс (протокол ГКЗ РК от 18.02.2022г №2476-22-У) геологические/извлекаемые запасы нефти по категории C_1 – 3257/626 тыс.т, по категории C_2 – 1540/148 тыс.т, запасы растворенного газа по категории C_1 – 466,9/95,5 млн.м³, по категории C_2 – 211,9/20,6 млн.м³.

Соотношение запасов нефти категории C_1 к категории C_2 составляет:

- геологические запасы C_1 – 68% / C_2 – 32%;
- извлекаемые запасы C_1 – 81% / C_2 – 19%.

По категории C_2 подсчитаны запасы нефти по залежам, приуроченным к продуктивным горизонтам:

- Ю-0-1 (подблок I^I);
- Ю-0-2 (подблок I^I, блок II);
- Ю-0-3 (подблоки I^I, I^{III}, блок II);
- Ю-0-4 (подблок I^I);
- Ю-1-А (подблоки I^I, I^{III}, III^I, часть залежи подблока III^{III}, часть залежи блока II);
- Ю-1-Б (подблоки I^{II}, III^{II}, часть залежи подблока III^{III}, блок II).

ГКЗ РК даны следующие рекомендации:

- Предусмотреть бурение оценочных скважин с целью доизучения;
- Провести работы по уточнению геолого-тектонического строения;
- В новых скважинах выполнить отбор керн с проведением в них стандартных и специальных для получения достоверных петрофизических параметров;
- Провести отбор глубинных и поверхностных пластового флюида для уточнения физико-химических свойств, и получения достоверных подсчетных параметров;
- Проведение полноценного комплекса исследовательских работ при испытании скважин, включающих исследования на различных режимах (не менее 3-4 режимов) и контролем приточных интервалов (PLT);
- Выполнить исследовательские работы в полном объеме (ГДИС, прямые замеры давлений, замеры ГФ и тд.)

На дату составления настоящего проекта разработки после ПЗ-2022г пробурены три новые скважины ХЮЗ-14, ХЮЗ-15, ХЮЗ-16. Всего на дату проектирования на месторождении пробурено 16 скважин, в которых проведен современный комплекс ГИС хорошего качества.

После даты составления ПЗ-2022г на ранее отобранных образцах из скважин ХЮЗ-3, ХЮЗ-8, ХЮЗ-9, были проведены специальные исследования керн в т.ч. исследования

по определению капиллярного давления методом центрифугирования и нагнетания ртути, по определению относительной проницаемости, структуры пустотного пространства пород методом ртутной порометрии, анализу смачиваемости пород методом Амотта, а также по определению коэффициента вытеснения нефти. Результаты новых исследований не внесли существенных изменений в петрофизическую основу месторождения.

Всего по месторождению с отбором керна пройдено 206,9 м, общий линейный вынос керна составил 189,58 м или 91,6% от проходки. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород изучены по 144 образцам.

После ПЗ-2022г проведены опробования скважин ХЮЗ-12, ХЮЗ-14, ХЮЗ-15, ХЮЗ-16. Ниже представлена таблица результатов опробования, проведенных после ПЗ-2022г.

Таблица 11.1 Результаты опробования по скважинам пробуренным после ПЗ-2022

№ скв.	Дата испытания	Интервал Опробования каротажная отм		Искусствен. забой, м	Дебит		
		кровля	подошва		нефти м³/сут	воды м³/сут	жидкости м³/сут
Горизонт М-II							
12	08.2023г.	1793,0 1797,0	1794,0 1807,0		15		36
Горизонт Ю-0-3							
12	01.03.2023г.	1893	1897,5		Получен не переливающий приток нефти		
	14.03.2023г.						
Горизонт Ю-1-Б							
12	04.2023г.	1939,5	1943		6		6
Горизонт Ю-II							
12	27.02.2021г.	1987,0 1995,0	1990,5 1997,5	2004,5	Получен приток нефти водой - ср.зн.обвод- ненности-40%		
	07.03.2021г.						
14	08.2023г.	1797,5	1803,5		14		15,2
Горизонт Ю-0-1							
14	24.08.2022г.	1854	1848	1854	Получен не переливающий приток нефти		
	29.08.2022г.						
14	07.2023г.	1842	1848		27		27
Горизонт Ю-0-2							
14	16.08.2022г.	1860,0 1868,0 1873,0	1863,0 1870,0 1878,0	1912	Получен не переливающий приток пл. воды		
	22.08.2022г.						
Горизонт Ю-1-А							
14	10.08.2022г.	1917,0 1925,5	1920,5 1928,0	1950	Получен не переливающий приток пл. воды		
	14.08.2022г.						
Горизонт Ю-II							
	06.08.2022г.	1991	1996	2036,7	Получен не переливающий приток пл. воды		
14	08.08.2022г.						
Горизонт М-II							

15	14.09.2022г. 17.09.2022г	1828,0 1833,0	1829,5 1837,0		Получен не переливающий приток пл. воды		
	10.09.2022г. 13.09.2022г.	1840,5 1856,5	1849,5 1858,0		После перфорации Получен не переливающий приток пл. воды		
Горизонт Ю-0-2							
15	02.09.2022г.	1908,5 1915,5 1923,0	1910,0 1917,5 1925,0	1929	Получен не переливающий приток пл. воды с пленкой нефти		
	09.09.2022г.						
Горизонт Ю-0-3							
15	26.08.2022г.	1933,0 1943,0	1937,5 1945,0	1948,7	Получен не переливающий приток пл. воды		
	01.09.2022г.						
	10.09.2022г.	1840,5 1856,5	1849,5 1858,0	1900	Получен не переливающий приток пл. воды		
	13.09.2022г.						
	14.09.2022г.	1828,0 1833,0	1829,5 1837,0	1937,7	Получен не переливающий приток пл. воды		
	17.09.2022г.						
Горизонт Ю-0-4							
15	26.08.2022г.	1958	1960,5	1963,8	Получен не переливающий приток пл. воды с пленкой нефти		
	29.08.2022г.						
Горизонт Ю-1-А+Б							
15	16.08.2022г.	1969,5 1983,5 1989,5	1971,0 1984,5 1993,5	2003	Получен не переливающий приток пл. воды		
	24.08.2022г.						
Горизонт Ю-П							
15	18.06.2022г.	2065,5 2005,5	2067,5 2011,5	2069,5	Получен не переливающий приток пл. воды, с пленкой нефти		
	26.06.2022г.						
Горизонт М-П							
16	29.08.2023г.	1794	1801,5	1915	Получен фонтанный приток нефти		
	21.09.2023г.						
	08.2023г.	1794	1801,5		24		26,5
Горизонт Ю-1-А							
16	18.08.23г.	1922,0	1923,0	2037,62	Получен не переливающий приток пл. воды с пленкой нефти		
	28.08.2023г.	1927,5 1932,5 1937,5	1929,0 1934,0 1939,0				

В скважине ХЮЗ-15 при опробовании свабированием получен не переливающий приток воды с пленкой нефти из интервалов 1908,8-1910,0м; 1915,5-1917,5м; 1923-1925м; а также приток воды без нефти из интервалов 1933-1937,5м; 1943-1948м. При этом причины получения притока воды с пленкой нефти неизвестны, т.е. либо это из-за влияния процесса разработки и подъема ВНК, либо из-за подобранного метода опробования.

В целом по месторождению отобрано и проанализировано 16 проб пластовой и 20 проб поверхностной нефти, 23 пробы пластовой воды, из них, после даты ПЗ-2022г дополнительно отобраны 1 поверхностная проба нефти и 9 проб пластовой воды.

На основании сейсмических исследований МОГТ 3Д, бурения и исследования скважин, в том числе комплексов ГИС, корреляции разрезов, на месторождении Хаиркелды Юго-Западный выделено 8 продуктивных горизонтов. Из них один горизонт в нижнемеловых и 7 – в верхнеюрских отложениях. Залежи представлены коллектором терригенного типа.

Исходя из вышеизложенного, с целью доразведки рекомендуется выполнить нижеследующие мероприятия:

- провести опробование в скважине *ХЮЗ-14* в интервалах 1898,3-1899,6 м (Ю-0-3), 1908- 1909 (Ю-0-4), 1944,1- 1945,9 (Ю-1-Б).
- провести повторное опробование скважины *ХЮЗ-15* в интервалах 1908,8-1910,0м; 1915,5-1917,5м (Ю-0-2), 1933-1937,5;1943-1945м (Ю-0-3) другим методом (компрессором, скважинным насосом), с целью уточнения причин получения отрицательного результата
- после отработки I объекта провести повторное опробование скважины *ХЮЗ-8* в горизонтах Ю-0-3 (инт. 1890,5-1893,5, 1895-1897м), Ю-1-А (инт. 1925,5-1928, 1932,5-1938,5);
- получить разрешение на сжигание сырого газа при испытании объектов скважины не превышающее девяносто дней для каждого объекта скважины, согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании», Ст.146, п.5;
- провести отбор и изучение глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов;
- продолжить проведение ГДИС, в т.ч. новых и переходящих скважин, мероприятий по ГИС-контролю и замеров пластового давления;
- по результатам опробования, проведенным исследованиям пластовых флюидов рекомендуется составить Перевод запасов нефти из категории С₂ в категорию С₁.

12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Описание технологии селективной водоизоляции «AICD»

A

I

C

D

A

u

t

o

n

o

Колонна для контроля обводненности с регулированием притока «AICD» в основном состоит из следующих инструментов:

верхний подвесной извлекаемый пакер: используется для подвешивания всей колонны для контроля обводненности и образования уплотнения внутри обсадной колонны, имеет функцию освобождения и извлечения;

редохранительное соединение: подключается к разным положениям колонны для контроля обводненности, используется в качестве инструмента для обеспечения безопасности ловильных работ на более поздней стадии. Когда извлечение колонны затруднено, оно может помочь осуществить ступенчатое извлечение и снизить риски ремонтных работ;

зел контроля обводненности с регулированием притока «AICD» - оснащен встроенным блоком автоматического контроля притока «AICD» - наружный слой спроектирован с защитным кожухом штампованного отверстия из нержавеющей стали, чтобы обеспечить задержание песка и предотвратить засорение блока «AICD»;

золирующий пакер: используется для изоляции участков в горизонтальном интервале для достижения цели секционной добычи.

o

l

Device) – представляет собой высокоэффективную технологию стабилизации дебита нефти с интеллектуальным контролем обводненности. Разработка продуктивного пласта осуществляется по интервалам, с использованием изолирующего пакера в стволе скважины, а клапан для контроля обводненности «AICD» - устанавливается в каждом продуктивном интервале. С помощью функции автоматической идентификации нефти и воды клапаном для контроля обводненности, реализуется автоматический контроль дебита воды в каждом интервале, чтобы предотвратить точечное обводнение пласта и повысить коэффициент

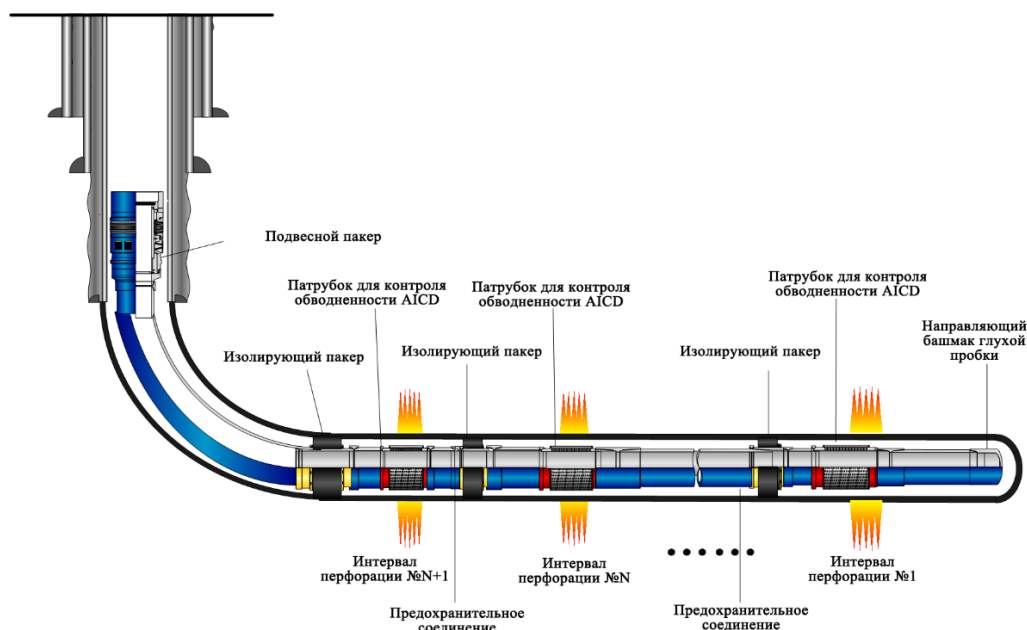


Рис. 12.1 – Конструкция колонны интеллектуального контроля обводненности «AICD»
Сфера применения и преимущества инструмента для контроля обводненности «AICD»

- Различные нефтяные залежи: терригенные, карбонатные коллекторы, залежи вязкой нефти и т.д.;
- Тип скважины: вертикальная, наклонно-направленная, горизонтальная;
- Новые и действующие скважины: селективное заканчивание скважин предотвращает водяной конус, эффективно задерживает прорыв законтурных и подошвенных вод, продлевает период безводной добычи нефти (с низкой обводненностью) в нефтяных скважинах и может одновременно осуществлять контроль обводненности и защиту от песка;
- Способ заканчивания скважин: подходит для заканчивания скважин перфорацией обсадной трубы, заканчивания скважин открытым стволом, заканчивания скважин скважинным фильтром и т.д.; подходит для колонн заканчивания скважины различных размеров;
- Возможность достижения нескольких целей: контроль обводненности, защита от песка и увеличение нефтеотдачи;
- Способность осуществлять многоточечный интеллектуальный контроль сбалансированного потока во всех интервалах, эффективно предотвращать возникновение водяного конуса в производственном процессе;
- Способность эффективно ограничивать скважины с высокой обводненностью продукции или обводненные скважины;

- Способность реализации полнопроходного диаметра внутри трубы, что удобно для проведения будущих испытаний и ремонта скважины;
- Простая конструкция, удобная в использовании и эксплуатации, надежная, полнопроходная интегрированная конструкция, простая в производстве работ, длительный срок действия;
- Продукция изготавливается из высокопрочного, устойчивого к коррозии сплава, характеризуется устойчивостью к высокой температуре, размыву и длительным сроком службы.

Описание критериев выбора объектов и скважин-кандидатов

Процесс подбора подходящего объекта и скважин-кандидатов является первым и результатотпределяющим шагом при применении технологии «AICD».

Применительно к условиям терригенного коллектора существует методика формирования оптимального дизайна заканчивания с применением «AICD». Она основана на использовании профиля проницаемости по результатам интерпретации геофизических исследований скважин для прогнозирования профиля притока. Сегментирование и расстановка «AICD» производится путем выделения зон высокой и низкой проницаемости. Количество АУКП в зоне зависит от проницаемости и определяется по результатам моделирования. Подробно подходы к формированию дизайна заканчивания в условиях терригенного коллектора описаны в работе авторов.

Критерии эффективного применения «AICD»:

- наличие значительных неоднородностей по проницаемости вдоль горизонтального ствола;
- расположение скважины вблизи водонефтяного и/или газонефтяного контактов;
- наличие существенной разницы в вязкостях нефти и нежелательного флюида, необходимой для эффективной работы «AICD»;
- достаточная пластовая энергия и остаточные запасы нефти;
- хорошее качество заканчивания скважины перфорацией и цементированием горизонтального интервала;
- относительно небольшой вынос песка.

План подбора объекта и применения технологии «AICD»

1) На этапе сбора и анализа данных о залежах и скважинах, следует провести диагностику проблем, связанных с эксплуатацией скважин, выявить причины притока воды и основные контрольные факторы;

2) предпочтительно выбирать скважины с потенциалом увеличения дебита нефти;

3) на основе совокупных результатов анализа геофизических исследований, контрольных данных, анализа динамики добычи необходимо определить интервалы с притоком воды, степень обводнения каждого интервала и прогноз последующего обводнения нефтяных скважин с дальнейшей оптимизацией схемы разделения интервалов, изоляцией потенциального интервала от интервала с притоком воды, прогнозированием дебита из каждого интервала и всей скважины по данным лабораторных испытаний «AICD», распределением дебита и количества «AICD»;

4) провести проектирование колонны для заканчивания скважины с контролем обводненности «AICD», выбор скважинных инструментов, анализ рисков работы;

5) выполнить подготовку и испытание инструментов и работы на месте в соответствии с проектом;

6) после проведения работы по установке компоновки «AICD» следует проводить мониторинг работы скважины в реальном времени, своевременно оптимизировать режим работы скважины.

Выбор скважин-кандидатов для применения «AICD»

При выборе скважин для изоляции водопритока, в первую очередь, следует принимать во внимание данные о запасах. Для скважины с большими остаточными запасами нефти, которая потеряла производительность из-за прорыва воды в скважину и быстрого роста обводненности, общие принципы выбора приведены ниже:

исходная производительность по нефти высокая, в настоящее время высокий уровень добычи жидкости, но накопленная добыча нефти низкая;

высокая текущая обводненность (не менее 60%);

предпочтительна большая эффективная толщина пласта (не менее 5 м), но для горизонтальной скважины значение может быть ниже (на усмотрение Недропользователя);

качество цементирования скважины хорошее, нет межпластового перетока жидкостей;

обводнение скважины происходит из-за подтягивания подошвенной воды и конусообразования, а не из-за разрушения цементного кольца;

пласт неоднороден, проницаемость водоносного пласта больше проницаемости нефтеносного пласта, а вертикальная проницаемость близка к горизонтальной проницаемости;

нефтяная скважина имеет высокий динамический уровень жидкости, поскольку добыча воды на высоком уровне превышает производительность насоса, и перепад давления, необходимый для добычи нефти, может быть увеличен путем снижения добычи воды для уменьшения уровня жидкости.

13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд по состоянию на 01.01.2024г. составляет 17 502 570 тенге.

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 02.04.2019г.) по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 8 и 9 статьи 126:

- п.8 «Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательств по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов»;
- п.9 «Сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки».

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд, рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- демонтаж объектов нефтепромыслового обустройства;

- рекультивация нарушенных земель.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы и затраты по рекультивации земли.

13.1 Объемы и этапы ликвидационных работ

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину, с учетом количества планируемых к выбытию скважин на конец срока действия контракта-2045г.

Количество скважин, подлежащих ликвидации на конец контрактного периода 2045 года- **11 ед, 5 добывающих, 2 нагнетательные, 3 наблюдательные, 1 в консервации.**

Стоимость затрат по ликвидации 1 скважины- 6 403 772 тенге

Затраты на ликвидацию скважин составят:

$$11 \text{ ед.} * 6\,403\,772 \text{ тенге} = 70\,441\,488 \text{ тенге}$$

13.2 Расчет затрат на демонтаж сооружений, коммуникаций и прочего

При расчете затрат ликвидации объектов нефтепромыслового обустройства был составлен перечень и определена стоимость демонтажа наземных объектов.

Предполагаемая стоимость демонтажных работ рассчитана в виде нормативов в размере 10% от первоначальной стоимости строительства объектов обустройства.

Перечень и предполагаемая стоимость демонтажных работ на объектах обустройства представлена в таблице 13.2.1.

Таблица 12.2.1 - Перечень и предполагаемая стоимость демонтажных работ на объектах обустройства

№№ п/п	Наименование	Количество	Стоимость демонтажных работ, тенге
1.	Вводные шкафы	1	390 892,24
2.	Газосепараторы	1	38 754,96
3.	Печи подогрева	4	1 324 269,11
4.	Резервуар горизонталь РГС 50 м3	1	2 462 436,69
5.	Резервуар V 6м3	1	7 835,88
6.	Резервуар буферный V 100м3	1	311 830,98
7.	Резервуар для грязной нефти 2800x8100мм	1	30 848,85
8.	Пожаротушение	2	9 264,19
9.	Кабельные линии		7 316 750,61
10.	Электрозащита		9 824 078,29
11.	Клапаны, тройники, переходники, отводы		45 015,25
12.	Сепараторы	1	8 510 719,20
13.	Ограждения, основания		286 800,66
14.	Насосный агрегат	1	400 107,18
15.	Газотурбинные приводы	1	7 912 792,43
16.	Прочие демонтаж мелкого оборудования		3 981 621,42
Всего стоимость демонтажных работ:			42 854 017,92

Общая стоимость демонтажа наземного обустройства промысла составила 42 854 017,92 тенге.

13.3. Рекультивация нарушенных земель

Согласно пп.3 п.2 ст.217 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Расчет объема рекультивируемых земель рассчитан, исходя из следующих факторов:

- территория скважин, принятая на рекультивацию, составляет 20м*20 м;
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель - 0,3м;
- норматив на производство земельных работ составляет 15 275,67 тенге.

Таким образом, полученный объем рекультивации земли на одну скважину составил:

$$20\text{м} * 20\text{м} * 0,3\text{м} = 120 \text{ м}^3$$

Объем рекультивации на 12 скважин:

$$120\text{м}^3 * 11 \text{ скважин} = 1320 \text{ м}^3$$

Стоимость рекультивации скважин составляет:

$$1320 \text{ м}^3 * 15\,275,68 \text{ тенге} = 20\,163\,898 \text{ тенге}$$

13.4 Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Согласно главе 13 Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, в рамках дополнения к проекту разработки необходимо определить удельный норматив отчислений в тенге на 1 тонну добытой нефти.

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 13.4.1.

Таблица 13.4.1 - Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Наименование показателей	Кол-во	Стоимость, тенге	Всего стоимость, тенге
Ликвидация скважин	11	6 403 772	70 441 488
Рекультивация	1320	15 275,68	20 163 898
Стоимость ликвидации объектов			42 854 018
Всего			133 459 404
Накопленная сумма			17 502 570
Сумма к накоплению			115 956 834
Накопленная добыча за контрактный период 2024-245гг.			502,819
Удельный норматив отчислений			230,61

Согласно п.9 ст.126 Кодекса «О недрах и недропользовании» сумма обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий деятельности недропользования подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки на основании рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов.

Таблица 13.4.2 - Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд 2-го рекомендуемого варианта разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный

Годы	Добыча нефти, тыс.тн	Удельный норматив, тенге/тонна	Ежегодные ликвидационные отчисления, тыс.тг.
2024	24,842	230,61	5 728,846
2025	26,925	230,61	6 209,233
2026	32,467	230,61	7 487,359
2027	32,815	230,61	7 567,621
2028	30,162	230,61	6 955,794
2029	27,737	230,61	6 396,502
2030	25,519	230,61	5 884,954
2031	25,436	230,61	5 865,851
2032	26,399	230,61	6 087,863
2033	28,145	230,61	6 490,688
2034	28,810	230,61	6 643,940
2035	26,248	230,61	6 053,101
2036	24,602	230,61	5 673,474
2037	23,205	230,61	5 351,462
2038	20,331	230,61	4 688,666
2039	19,421	230,61	4 478,757
2040	17,098	230,61	3 942,988
2041	14,874	230,61	3 430,163
2042	13,396	230,61	3 089,409
2043	12,378	230,61	2 854,561
2044	11,438	230,61	2 637,824
2045	10,571	230,61	2 437,778
Итого	502,819		115 956,834

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

а) Опубликованная литература

- | | | |
|------|------------------|---|
| [1] | Правительство РК | Кодекс РК «О недрах и недропользовании», утвержденный постановлением Правительства РК №125-VI от 27.12.2017г, г. Астана, 2017г; |
| [2] | Правительство РК | Кодекс РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)» от 25.12.2017г №120-VI ЗРК, с изменениями и дополнениями по состоянию на 27.11.2019г, г. Астана, 2019г; |
| [3] | Правительство РК | «Экологический кодекс РК», утвержденный постановлением Правительства РК №212 от 09.01.2007г (с изменениями и дополнениями от 28.10.2019г), г. Астана, 2019г; |
| [4] | Правительство РК | «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239, г. Астана, 2018г; |
| [5] | Правительство РК | «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отрасли промышленности», утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г №355, г. Астана, 2014г; |
| [6] | Правительство РК | «Правила безопасности при сборе, подготовке и транспортировании нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности», г. Астана |
| [7] | ВНИИ | РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений», г. Москва, 1982г; |
| [8] | Правительство РК | СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», утвержденный Приказом Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли РК №596 от 31.10.12г, г. Астана, 2012г; |
| [9] | Правительство РК | «Единая методика расчета организациями местного содержания при закупке товаров, работ и услуг», утвержденная приказом Министра по инвестициям и развитию РК №87 от 30.01.2015г, г. Астана, 2015г; |
| [10] | Правительство РК | «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», утвержденные Приказом от 24.08.18г №329 И.о. Министра энергетики РК, г. Астана, 2018г; |

- [11] Правительство РК «Методические рекомендации по составлению проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений», утвержденные Приказом от 24.08.18г №329 И.о. Министра энергетики РК, г. Астана, 2018г;
- [12] Лысенко В.Д. «Разработка нефтяных месторождений (проектирование и анализ)», г. Москва, «Недра», 2003г;

б) Фондовая литература

[13]	Нурбаев С.Т., Ермек А.Е. и др.	«Проект разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный», ТОО «Timal Consulting Group», г. Атырау, 2020г;
[14]	Рамазан А.У., Жакашев Г.Г. и др.	«Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный», ТОО «Timal Consulting Group», г. Атырау, 2022г;
[15]	Нурбаев С.Т., Рамазан А.У., Сабуров Б.О. и др.	«Анализ разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный», ТОО «Timal Consulting Group», г. Атырау, 2022г;
[16]	Тураева А.Д., Таджикулова Г.М., Андрейко Т.И. и др.	«Перевод и уточнение запасов нефти и растворенного газа месторождения Хаиркелды Юго-Западный, Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2022г», АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2022г;

,

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П.4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	доб.	нагнет.								всего	доб.	нагнет.	всего	мех.		нефти	жидкости	
2024	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	2	2	0	4	3	0	10,7	24,4	0,0
2025	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	4	3	0	9,7	24,1	0,0
2026	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	1	0	0	0	4	3	1	9,0	23,9	41,9
2027	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	4	3	1	8,1	23,1	44,1
2028	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	4	3	1	7,4	22,3	41,9
2029	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	4	3	1	6,7	21,5	39,7
2030	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	4	3	1	6,1	21,4	38,6
2031	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	1	1	0	3	2	1	5,6	22,4	39,2
2032	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	2	1	5,1	24,2	40,8
2033	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	2	1	4,6	23,6	39,2
2034	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	2	1	4,2	23,0	37,7
2035	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	1	1	0	2	2	1	3,8	22,4	33,0
2036	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	2	2	1	3,5	21,9	26,4
2037	0	0	0	10	1	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	1	4,1	20,5	31,1
2038	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	1	4,3	20,1	35,1
2039	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	1	3,9	20,0	34,3
2040	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	1	3,5	19,8	33,4
2041	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	1	1	0	2	2	1	3,3	19,5	29,7
2042	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	2	2	1	3,3	19,3	24,5

Таблица П.4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накопл.			годовая	накопл.
2024	13,7	3,8	4,4	65,5	18,2	0,052	31,2	23,4	132,0	119,6	56,1	0,0	0,0	0,0	0,0	3,072	11,089
2025	11,3	3,1	3,8	76,8	21,3	0,060	28,2	21,1	160,2	140,7	59,7	0,0	0,0	0,0	0,0	2,480	13,568
2026	10,5	2,9	3,7	87,3	24,2	0,069	27,9	20,9	188,1	161,7	62,5	7,7	7,7	20,0	2,8	2,234	15,803
2027	9,5	2,6	3,5	96,8	26,9	0,076	27,0	20,2	215,1	181,9	64,9	14,5	22,2	40,0	7,1	1,969	17,772
2028	8,6	2,4	3,3	105,4	29,3	0,083	26,1	19,6	241,2	201,5	67,0	13,8	35,9	40,0	10,3	1,747	19,519
2029	7,8	2,2	3,1	113,2	31,4	0,089	25,1	18,8	266,3	220,3	68,8	13,1	49,0	40,0	12,9	1,551	21,070
2030	7,1	2,0	2,9	120,3	33,4	0,095	25,0	18,7	291,2	239,0	71,5	12,7	61,7	40,0	15,0	1,376	22,446
2031	6,5	1,8	2,7	126,8	35,2	0,100	26,2	17,5	317,4	256,5	75,3	12,9	74,5	40,0	16,8	1,222	23,667
2032	5,9	1,6	2,5	132,7	36,9	0,104	28,2	18,8	345,7	275,3	79,1	13,4	87,9	40,0	18,4	1,084	24,752
2033	5,4	1,5	2,4	138,1	38,4	0,109	27,5	18,4	373,2	293,7	80,5	12,9	100,8	40,0	19,8	0,963	25,714
2034	4,9	1,4	2,2	143,0	39,7	0,113	26,8	17,9	400,1	311,6	81,8	12,4	113,2	40,0	20,9	0,855	26,569
2035	4,0	1,1	1,9	147,0	40,8	0,116	23,7	23,7	423,8	335,3	82,9	10,8	124,0	40,0	21,9	0,691	27,259
2036	3,1	0,9	1,4	150,1	41,7	0,118	19,1	19,1	442,9	354,4	83,9	8,7	132,7	40,0	22,5	0,513	27,772
2037	4,4	1,2	2,1	154,5	42,9	0,122	21,7	21,7	464,6	376,1	79,8	10,2	142,9	40,0	23,2	0,711	28,484
2038	5,1	1,4	2,5	159,6	44,3	0,126	24,2	24,2	488,8	400,3	78,8	11,5	154,4	40,0	24,0	0,813	29,296
2039	4,7	1,3	2,3	164,3	45,6	0,129	24,1	24,1	512,9	424,4	80,6	11,3	165,7	40,0	24,7	0,721	30,018
2040	4,2	1,2	2,2	168,5	46,8	0,133	23,8	23,8	536,7	448,2	82,1	11,0	176,7	40,0	25,3	0,640	30,658
2041	3,6	1,0	1,9	172,2	47,8	0,136	21,4	21,4	558,1	469,6	82,9	9,8	186,4	40,0	25,8	0,535	31,193
2042	3,0	0,8	1,6	175,1	48,7	0,138	17,6	17,6	575,7	487,2	83,1	8,0	194,4	40,0	26,2	0,427	31,620

Таблица П.4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	доб.	нагнет.								всего	доб.	нагнет.	всего	мех.		нефти	жидкости	
2024	1	1	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	8,8	13,2	0,0
2025	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	8,2	14,3	0,0
2026	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	8,2	16,1	0,0
2027	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	7,1	14,7	0,0
2028	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	6,4	13,9	0,0
2029	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	5,8	13,5	0,0
2030	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	5,2	12,8	0,0
2031	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	4,7	12,4	0,0
2032	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	1	1	0	2	2	0	4,6	13,2	0,0
2033	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	2	2	0	4,7	14,9	0,0
2034	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	2	2	0	4,3	14,5	0,0
2035	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	2	2	0	4,0	14,2	0,0
2036	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	2	2	0	3,6	14,2	0,0
2037	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	2	2	0	0	0	0	4,0	16,8	0,0

Таблица П.4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накопл.			годовая	накопл.
2024	7,6	8,1	10,6	29,2	31,4	0,037	11,5	11,5	36,7	36,7	33,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,900	3,218
2025	8,4	9,0	13,2	37,6	40,5	0,048	14,6	14,6	51,3	51,3	42,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,008	4,226
2026	8,4	9,0	15,1	46,0	49,5	0,059	16,5	16,5	67,8	67,8	49,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,015	5,240
2027	7,2	7,8	15,3	53,2	57,2	0,068	15,0	15,0	82,8	82,8	51,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,880	6,121
2028	6,5	7,0	16,4	59,7	64,2	0,076	14,2	14,2	97,0	97,0	54,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,803	6,923
2029	5,9	6,3	17,7	65,6	70,6	0,084	13,8	13,8	110,8	110,8	57,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,726	7,650
2030	5,3	5,7	19,5	71,0	76,3	0,091	13,1	13,1	123,9	123,9	59,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,651	8,301
2031	4,8	5,2	22,0	75,8	81,5	0,097	12,7	12,7	136,5	136,5	61,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,585	8,886
2032	3,9	4,2	23,0	79,8	85,8	0,102	11,3	11,3	147,8	147,8	65,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,473	9,359
2033	3,2	3,4	23,9	82,9	89,2	0,106	10,0	10,0	157,9	157,9	68,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,377	9,736
2034	2,9	3,1	28,9	85,8	92,3	0,109	9,8	9,8	167,7	167,7	70,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,344	10,080
2035	2,7	2,9	37,3	88,5	95,2	0,113	9,6	9,6	177,3	177,3	72,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,314	10,394
2036	2,5	2,6	54,7	91,0	97,8	0,116	9,6	9,6	186,9	186,9	74,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,288	10,682
2037	2,0	2,2	99,8	93,0	100,0	0,119	8,6	8,6	195,5	195,5	76,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,237	10,918

Таблица П.4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по III объекту. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	доб.	нагнет.								всего	доб.	нагнет.	всего	мех.		нефти	жидкости	
2024	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,5	10,6	0,0
2025	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,9	9,5	0,0
2026	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,3	8,6	0,0
2027	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	3,8	7,7	0,0
2028	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	3,4	7,0	0,0
2029	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	3,0	6,5	0,0
2030	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	2,7	6,3	0,0
2031	0	0	0	5	1	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	7,6	15,1	0,0
2032	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	8,1	19,5	0,0
2033	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	7,5	21,1	0,0
2034	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	6,9	22,2	0,0
2035	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	6,4	23,1	0,0
2036	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	5,9	23,8	0,0
2037	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	5,5	24,4	0,0
2038	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	5,3	25,8	0,0
2039	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	1	1	0	1	1	0	5,1	27,4	0,0
2040	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,1	29,5	0,0
2041	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,0	31,4	0,0
2042	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,7	31,7	0,0

Таблица П.4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накопл.			годовая	накопл.
2024	0,2	0,2	0,3	14,7	14,9	0,019	0,5	0,5	31,4	31,4	47,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,037	1,948
2025	0,5	0,5	0,6	15,3	15,4	0,020	1,0	1,0	32,4	32,4	48,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,082	2,029
2026	0,5	0,5	0,6	15,7	15,9	0,021	0,9	0,9	33,4	33,4	49,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,073	2,102
2027	0,4	0,4	0,5	16,2	16,3	0,021	0,8	0,8	34,2	34,2	50,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,064	2,166
2028	0,4	0,4	0,5	16,5	16,7	0,022	0,8	0,8	35,0	35,0	51,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,057	2,223
2029	0,3	0,3	0,4	16,9	17,0	0,022	0,7	0,7	35,7	35,7	53,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,051	2,274
2030	0,3	0,3	0,4	17,2	17,3	0,023	0,7	0,7	36,4	36,4	57,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,045	2,319
2031	2,2	2,2	2,7	19,4	19,6	0,026	4,4	4,4	40,8	40,8	49,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,337	2,656
2032	3,8	3,8	4,7	23,1	23,4	0,031	9,1	9,1	49,9	49,9	58,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,577	3,232
2033	3,5	3,5	4,6	26,6	26,9	0,035	9,9	9,9	59,8	59,8	64,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,533	3,766
2034	3,2	3,3	4,5	29,9	30,2	0,039	10,4	10,4	70,2	70,2	68,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,494	4,259
2035	3,0	3,0	4,3	32,8	33,2	0,043	10,8	10,8	80,9	80,9	72,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,457	4,716
2036	2,8	2,8	4,2	35,6	36,0	0,047	11,1	11,1	92,1	92,1	75,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,423	5,139
2037	2,6	2,6	4,0	38,2	38,6	0,050	11,4	11,4	103,5	103,5	77,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,391	5,530
2038	2,4	2,4	3,9	40,5	41,0	0,054	11,5	11,5	115,0	115,0	79,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,362	5,893
2039	2,3	2,3	3,9	42,8	43,2	0,057	12,1	12,1	127,1	127,1	81,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,346	6,238
2040	1,9	2,0	3,5	44,7	45,2	0,059	11,1	11,1	138,2	138,2	82,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,297	6,535
2041	1,8	1,8	3,3	46,5	47,0	0,062	11,2	11,2	149,5	149,5	84,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,276	6,811
2042	1,7	1,7	3,2	48,2	48,7	0,064	11,4	11,4	160,8	160,8	85,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,256	7,066

Таблица П.4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	доб.	нагнет.								всего	доб.	нагнет.	всего	мех.		нефти	жидкости	
2024	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	9,3	21,7	0,0
2025	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	9,1	24,8	0,0
2026	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	8,7	26,8	0,0
2027	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	8,2	28,3	0,0
2028	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	7,8	29,6	0,0
2029	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	7,4	30,8	0,0
2030	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	7,0	31,8	0,0
2031	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	6,6	32,8	0,0
2032	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	6,3	33,7	0,0
2033	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,9	34,5	0,0
2034	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,6	35,4	0,0
2035	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,3	36,3	0,0
2036	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,1	37,1	0,0
2037	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,8	38,1	0,0
2038	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,5	39,1	0,0
2039	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,3	40,2	0,0
2040	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	1	1	0	0	0	0	4,1	41,4	0,0

Таблица П.4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накопл.			годовая	накопл.
2024	3,3	4,5	8,6	38,7	52,3	0,087	7,8	7,8	62,0	62,0	57,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,329	2,351
2025	3,3	4,4	9,2	41,9	56,7	0,094	8,9	8,9	70,8	70,8	63,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,316	2,667
2026	3,1	4,2	9,7	45,0	60,9	0,101	9,6	9,6	80,4	80,4	67,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,296	2,963
2027	2,9	4,0	10,2	48,0	64,8	0,107	10,1	10,1	90,6	90,6	70,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,275	3,238
2028	2,8	3,8	10,7	50,8	68,6	0,114	10,6	10,6	101,2	101,2	73,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,255	3,493
2029	2,6	3,6	11,4	53,4	72,2	0,120	11,0	11,0	112,2	112,2	76,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,237	3,731
2030	2,5	3,4	12,2	55,9	75,6	0,125	11,4	11,4	123,5	123,5	78,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,220	3,951
2031	2,4	3,2	13,1	58,3	78,8	0,130	11,7	11,7	135,3	135,3	79,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,205	4,155
2032	2,2	3,0	14,3	60,5	81,8	0,135	12,0	12,0	147,3	147,3	81,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,190	4,345
2033	2,1	2,9	15,8	62,7	84,7	0,140	12,4	12,4	159,6	159,6	82,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,176	4,522
2034	2,0	2,7	17,8	64,7	87,4	0,145	12,7	12,7	172,3	172,3	84,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,164	4,686
2035	1,9	2,6	20,5	66,6	90,0	0,149	13,0	13,0	185,3	185,3	85,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,152	4,838
2036	1,8	2,4	24,4	68,4	92,4	0,153	13,3	13,3	198,6	198,6	86,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,141	4,980
2037	1,7	2,3	30,6	70,1	94,8	0,157	13,6	13,6	212,2	212,2	87,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,131	5,111
2038	1,6	2,2	41,8	71,7	97,0	0,160	14,0	14,0	226,2	226,2	88,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,122	5,233
2039	1,5	2,1	68,1	73,3	99,0	0,164	14,4	14,4	240,5	240,5	89,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,113	5,346
2040	0,7	1,0	100,0	74,0	100,0	0,166	7,5	7,5	248,1	248,1	90,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,054	5,400

Таблица П.4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	доб.	нагнет.								всего	доб.	нагнет.	всего	мех.		нефти	жидкости	
2024	1	1	0	17	0	0	0	53,2	0	0	2	2	0	9	8	0	9,7	20,0	0,0
2025	0	0	0	17	0	0	0	53,2	0	0	0	0	0	9	8	0	8,9	19,8	0,0
2026	0	0	0	17	0	0	0	53,2	0	1	0	0	0	9	8	1	8,4	20,7	41,9
2027	0	0	0	17	0	0	0	53,2	0	0	0	0	0	9	8	1	7,5	19,9	44,1
2028	0	0	0	17	0	0	0	53,2	0	0	0	0	0	9	8	1	6,9	19,4	41,9
2029	0	0	0	17	0	0	0	53,2	0	0	0	0	0	9	8	1	6,3	19,0	39,7
2030	0	0	0	17	0	0	0	53,2	0	0	0	0	0	9	8	1	5,7	18,9	38,6
2031	0	0	0	17	1	0	0	53,2	0	0	0	0	0	9	8	1	5,6	19,4	39,2
2032	0	0	0	17	0	0	0	53,2	0	0	1	1	0	8	7	1	5,6	21,3	40,8
2033	0	0	0	17	0	0	0	53,2	0	0	0	0	0	8	7	1	5,3	22,4	39,2
2034	0	0	0	17	0	0	0	53,2	0	0	0	0	0	8	7	1	4,9	22,4	37,7
2035	0	0	0	17	0	0	0	53,2	0	0	1	1	0	7	7	1	4,5	22,3	33,0
2036	0	0	0	17	0	0	0	53,2	0	0	0	0	0	7	7	1	4,3	22,4	26,4
2037	0	0	0	17	1	0	0	53,2	0	0	1	1	0	6	6	1	4,5	23,1	31,1
2038	0	0	0	17	0	0	0	53,2	0	0	0	0	0	6	6	1	3,9	21,3	35,1
2039	0	0	0	17	0	0	0	53,2	0	0	1	1	0	5	5	1	3,6	21,7	34,3
2040	0	0	0	17	0	0	0	53,2	0	0	1	1	0	4	4	1	3,3	20,3	33,4
2041	0	0	0	17	0	0	0	53,2	0	0	1	1	0	3	3	1	3,1	18,3	29,7
2042	0	0	0	17	0	0	0	53,2	0	0	0	0	0	3	3	1	2,9	18,1	24,5

Таблица П.4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накопл.			годовая	накопл.
2024	24,8	4,0	4,9	148,1	23,7	0,045	50,9	43,1	262,1	249,7	51,2	0,0	0,0	0,0	0,0	4,338	18,605
2025	23,5	3,8	4,9	171,7	27,4	0,053	52,6	45,6	314,8	295,3	55,3	0,0	0,0	0,0	0,0	3,885	22,490
2026	22,4	3,6	4,9	194,1	31,0	0,060	54,9	48,0	369,7	343,3	59,1	7,7	7,7	10,2	1,4	3,617	26,108
2027	20,0	3,2	4,6	214,1	34,2	0,066	52,9	46,2	422,6	389,5	62,2	14,5	22,2	20,4	3,6	3,188	29,296
2028	18,3	2,9	4,4	232,4	37,1	0,071	51,6	45,1	474,3	434,6	64,6	13,8	35,9	20,3	5,2	2,862	32,159
2029	16,7	2,7	4,2	249,1	39,8	0,076	50,6	44,3	524,9	478,9	67,0	13,1	49,0	20,0	6,5	2,565	34,724
2030	15,3	2,4	4,1	264,4	42,2	0,081	50,2	43,9	575,0	522,8	69,6	12,7	61,7	20,0	7,5	2,293	37,016
2031	15,9	2,5	4,4	280,3	44,8	0,086	55,0	46,2	630,0	569,1	71,1	12,9	74,5	18,8	8,4	2,349	39,365
2032	15,9	2,5	4,6	296,2	47,3	0,091	60,7	51,3	690,8	620,4	73,9	13,4	87,9	18,1	9,1	2,324	41,689
2033	14,2	2,3	4,3	310,3	49,6	0,095	59,8	50,6	750,5	671,0	76,3	12,9	100,8	18,1	9,8	2,049	43,738
2034	13,0	2,1	4,1	323,4	51,7	0,099	59,7	50,7	810,2	721,7	78,2	12,4	113,2	17,7	10,3	1,856	45,594
2035	11,6	1,9	3,8	335,0	53,5	0,103	57,1	57,1	867,3	778,8	79,6	10,8	124,0	16,4	10,6	1,614	47,208
2036	10,1	1,6	3,5	345,1	55,1	0,106	53,1	53,1	920,4	831,9	81,0	8,7	132,7	14,2	10,8	1,365	48,572
2037	10,7	1,7	3,8	355,8	56,8	0,109	55,3	55,3	975,7	887,2	80,7	10,2	142,9	16,1	11,0	1,471	50,043
2038	9,1	1,5	3,4	364,9	58,3	0,112	49,8	49,8	1025,5	937,0	81,7	11,5	154,4	20,4	11,4	1,297	51,340
2039	8,5	1,4	3,2	373,4	59,6	0,115	50,5	50,5	1076,0	987,5	83,2	11,3	165,7	19,9	11,8	1,180	52,520
2040	6,9	1,1	2,7	380,3	60,7	0,117	42,5	42,5	1118,5	1030,0	83,7	11,0	176,7	23,1	12,1	0,991	53,511
2041	5,4	0,9	2,2	385,7	61,6	0,118	32,6	32,6	1151,1	1062,6	83,3	9,8	186,4	26,7	12,5	0,811	54,322
2042	4,6	0,7	1,9	390,4	62,4	0,120	29,0	29,0	1180,1	1091,6	84,0	8,0	194,4	24,9	12,8	0,682	55,004

Таблица П.4.1.12 – Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	доб.	нагнет.								всего	доб.	нагнет.	всего	мех.		нефти	жидкости	
2024	0	0	0	10	0	0	0	20,7	0	0	2	2	0	4	4	0	10,7	24,4	0,0
2025	1	1	0	11	0	0	0	22,7	0	0	0	0	0	5	5	0	11,1	26,2	0,0
2026	1	1	0	12	0	0	0	24,8	0	1	0	0	0	6	6	1	11,9	30,2	158,5
2027	0	0	0	12	0	0	0	24,8	0	0	0	0	0	6	6	1	11,5	32,6	154,9
2028	1	1	0	13	0	0	0	26,8	0	1	0	0	0	7	7	2	10,7	33,5	131,9
2029	0	0	0	13	0	0	0	26,8	0	0	0	0	0	7	7	2	9,5	33,0	126,4
2030	0	0	0	13	0	0	0	26,8	0	0	0	0	0	7	7	2	8,7	33,5	125,4
2031	0	0	0	13	0	0	0	26,8	0	0	1	1	0	6	6	2	7,9	34,3	126,1
2032	0	0	0	13	1	0	0	26,8	0	0	0	0	0	7	7	2	7,4	34,5	136,0
2033	0	0	0	13	0	0	0	26,8	0	0	1	1	0	6	6	2	7,0	33,9	143,6
2034	0	0	0	13	0	0	0	26,8	0	0	0	0	0	6	6	2	6,4	33,8	142,6
2035	0	0	0	13	0	0	0	26,8	0	0	1	1	0	5	5	2	5,9	34,1	136,6
2036	0	0	0	13	0	0	0	26,8	0	0	0	0	0	5	5	2	5,8	36,2	136,7
2037	0	0	0	13	1	0	0	26,8	0	0	0	0	0	6	6	2	5,3	32,7	131,1
2038	0	0	0	13	0	0	0	26,8	0	0	0	0	0	6	6	2	4,9	30,6	130,4
2039	0	0	0	13	0	0	0	26,8	0	0	0	0	0	6	6	2	4,7	32,4	136,7
2040	0	0	0	13	0	0	0	26,8	0	0	0	0	0	6	6	2	4,3	32,4	135,3
2041	0	0	0	13	0	0	0	26,8	0	0	1	1	0	5	5	2	4,1	32,9	130,5
2042	0	0	0	13	0	0	0	26,8	0	0	0	0	0	5	5	2	3,9	34,1	124,0
2043	0	0	0	13	0	0	0	26,8	0	0	0	0	0	5	5	2	4,1	38,8	123,4
2044	0	0	0	13	0	0	0	26,8	0	0	0	0	0	5	5	2	3,8	39,1	123,1
2045	0	0	0	13	0	0	0	26,8	0	0	0	0	0	5	5	2	3,5	39,5	123,3
2046	0	0	0	13	0	0	0	26,8	0	0	0	0	0	5	5	2	3,2	40,0	123,9

Таблица П.4.1.13 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накопл.			годовая	накопл.
2024	13,7	3,8	4,4	65,5	18,2	0,052	31,2	31,2	132,0	127,4	56,1	0,0	0,0	0,0	0,0	3,072	11,089
2025	14,7	4,1	5,0	80,2	22,3	0,063	34,9	34,9	167,0	162,4	57,8	0,0	0,0	0,0	0,0	3,222	14,311
2026	20,5	5,7	7,3	100,7	28,0	0,079	51,9	51,9	218,9	214,3	60,5	0,0	0,0	0,0	0,0	4,373	18,684
2027	22,2	6,2	8,6	123,0	34,2	0,097	63,0	63,0	281,9	277,3	64,7	0,0	0,0	0,0	0,0	4,628	23,312
2028	21,6	6,0	9,1	144,6	40,2	0,114	67,8	67,8	349,7	345,1	68,1	0,0	0,0	0,0	0,0	4,394	27,706
2029	20,8	5,8	9,7	165,4	45,9	0,130	72,3	72,3	422,0	417,4	71,2	0,0	0,0	0,0	0,0	4,121	31,827
2030	19,0	5,3	9,8	184,4	51,2	0,145	73,4	73,4	495,5	490,9	74,1	0,0	0,0	0,0	0,0	3,671	35,499
2031	17,3	4,8	9,9	201,8	56,0	0,159	75,2	75,2	570,7	566,1	76,9	0,0	0,0	0,0	0,0	3,268	38,767
2032	17,5	4,9	11,1	219,3	60,9	0,173	81,1	81,1	651,8	647,2	78,4	0,0	0,0	0,0	0,0	3,218	41,986
2033	17,6	4,9	12,5	236,9	65,8	0,187	85,5	85,5	737,3	732,7	79,4	0,0	0,0	0,0	0,0	3,157	45,143
2034	16,2	4,5	13,2	253,1	70,3	0,199	85,7	85,7	823,1	818,5	81,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,834	47,977
2035	14,4	4,0	13,5	267,5	74,3	0,211	82,9	82,9	905,9	901,3	82,6	0,0	0,0	0,0	0,0	2,463	50,440
2036	13,4	3,7	14,5	280,9	78,0	0,221	83,5	83,5	989,4	984,8	83,9	0,0	0,0	0,0	0,0	2,230	52,671
2037	13,0	3,6	16,4	293,9	81,6	0,231	79,5	79,5	1068,9	1064,3	83,7	0,0	0,0	0,0	0,0	2,103	54,774
2038	12,6	3,5	19,1	306,5	85,1	0,241	78,9	78,9	1147,7	1143,1	84,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,997	56,771
2039	12,1	3,4	22,7	318,6	88,5	0,251	83,4	83,4	1231,1	1226,5	85,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,871	58,642
2040	11,1	3,1	26,9	329,8	91,6	0,260	83,3	83,3	1314,4	1309,8	86,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,675	60,318
2041	10,0	2,8	33,0	339,7	94,4	0,268	81,1	81,1	1395,5	1390,9	87,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1,468	61,786
2042	8,8	2,5	43,6	348,6	96,8	0,274	77,8	77,8	1473,3	1468,7	88,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,267	63,052
2043	8,1	2,2	70,5	356,6	99,1	0,281	75,7	75,7	1549,1	1544,5	89,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,126	64,179
2044	7,4	2,1	100,0	364,1	101,1	0,287	76,3	76,3	1625,4	1620,7	90,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,012	65,190
2045	6,8	1,9	100,0	370,9	103,0	0,292	77,1	77,1	1702,4	1697,8	91,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,909	66,100
2046	6,3	1,7	100,0	377,2	104,8	0,297	78,2	78,2	1780,6	1776,0	91,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,817	66,917

Таблица П.4.1.14 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	доб.	нагнет.								всего	доб.	нагнет.	всего	мех.		нефти	жидкости	
2024	1	1	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	8,7	13,1	0,0
2025	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	8,2	14,3	0,0
2026	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	8,1	16,0	0,0
2027	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	7,1	14,7	0,0
2028	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	6,4	13,9	0,0
2029	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	5,8	13,5	0,0
2030	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	5,2	12,8	0,0
2031	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	3	3	0	4,7	12,4	0,0
2032	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	1	1	0	2	2	0	4,6	13,2	0,0
2033	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	2	2	0	4,7	14,9	0,0
2034	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	2	2	0	4,3	14,5	0,0
2035	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	2	2	0	4,0	14,2	0,0
2036	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	0	0	0	2	2	0	3,6	14,2	0,0
2037	0	0	0	8	0	0	0	16,4	0	0	2	2	0	0	0	0	4,0	16,8	0,0

Таблица П.4.1.15 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накопл.			годовая	накопл.
2024	7,6	8,1	10,6	29,2	31,4	0,037	11,5	11,5	36,7	36,7	33,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,892	3,210
2025	8,4	9,0	13,2	37,6	40,5	0,048	14,6	14,6	51,3	51,3	42,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,990	4,200
2026	8,4	9,0	15,1	46,0	49,5	0,059	16,5	16,5	67,8	67,8	49,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,988	5,188
2027	7,2	7,8	15,3	53,2	57,2	0,068	15,0	15,0	82,8	82,8	51,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,849	6,037
2028	6,5	7,0	16,4	59,7	64,2	0,076	14,2	14,2	97,0	97,0	54,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,768	6,804
2029	5,9	6,3	17,7	65,6	70,6	0,084	13,8	13,8	110,8	110,8	57,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,695	7,499
2030	5,3	5,7	19,5	71,0	76,3	0,091	13,1	13,1	123,9	123,9	59,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,629	8,128
2031	4,8	5,2	22,0	75,8	81,5	0,097	12,7	12,7	136,5	136,5	61,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,570	8,698
2032	3,9	4,2	23,0	79,8	85,8	0,102	11,3	11,3	147,8	147,8	65,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,465	9,164
2033	3,2	3,4	23,9	82,9	89,2	0,106	10,0	10,0	157,9	157,9	68,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,373	9,536
2034	2,9	3,1	28,9	85,8	92,3	0,109	9,8	9,8	167,7	167,7	70,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,342	9,879
2035	2,7	2,9	37,3	88,5	95,2	0,113	9,6	9,6	177,3	177,3	72,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,314	10,193
2036	2,5	2,6	54,7	91,0	97,8	0,116	9,6	9,6	186,9	186,9	74,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,289	10,482
2037	2,0	2,2	99,8	93,0	100,0	0,119	8,6	8,6	195,5	195,5	76,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,239	10,721

Таблица П.4.1.16 – Характеристика основного фонда скважин по III объекту. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	доб.	нагнет.								всего	доб.	нагнет.	всего	мех.		нефти	жидкости	
2024	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,5	10,6	0,0
2025	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,9	9,5	0,0
2026	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,3	8,6	0,0
2027	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	3,8	7,7	0,0
2028	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	3,4	7,0	0,0
2029	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	3,0	6,5	0,0
2030	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	2,7	6,3	0,0
2031	0	0	0	5	1	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	7,6	15,1	0,0
2032	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	8,1	19,5	0,0
2033	0	0	0	5	1	0	0	10,1	0	0	0	0	0	3	3	0	9,7	24,8	0,0
2034	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	3	3	0	10,3	30,6	0,0
2035	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	3	3	0	9,5	32,9	0,0
2036	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	3	3	0	8,9	35,0	0,0
2037	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	3	3	0	8,3	36,6	0,0
2038	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	3	3	0	7,9	38,7	0,0
2039	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	1	1	0	2	2	0	7,5	40,7	0,0
2040	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	7,3	43,8	0,0
2041	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	7,0	46,2	0,0
2042	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	2	2	0	6,5	47,4	0,0
2043	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	1	1	0	1	1	0	6,0	48,6	0,0
2044	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,6	49,9	0,0
2045	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,2	51,4	0,0
2046	0	0	0	5	0	0	0	10,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,9	53,0	0,0

Таблица П.4.1.17 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накопл.			годовая	накопл.
2024	0,2	0,2	0,3	14,7	14,9	0,019	0,5	0,5	31,4	31,4	47,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,037	1,948
2025	0,5	0,5	0,6	15,3	15,4	0,020	1,0	1,0	32,4	32,4	48,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,082	2,029
2026	0,5	0,5	0,6	15,7	15,9	0,021	0,9	0,9	33,4	33,4	49,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,073	2,102
2027	0,4	0,4	0,5	16,2	16,3	0,021	0,8	0,8	34,2	34,2	50,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,064	2,166
2028	0,4	0,4	0,5	16,5	16,7	0,022	0,8	0,8	35,0	35,0	51,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,057	2,223
2029	0,3	0,3	0,4	16,9	17,0	0,022	0,7	0,7	35,7	35,7	53,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,051	2,274
2030	0,3	0,3	0,4	17,2	17,3	0,023	0,7	0,7	36,4	36,4	57,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,045	2,319
2031	2,2	2,2	2,7	19,4	19,6	0,026	4,4	4,4	40,8	40,8	49,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,337	2,656
2032	3,8	3,8	4,7	23,1	23,4	0,031	9,1	9,1	49,9	49,9	58,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,577	3,232
2033	6,1	6,2	8,0	29,2	29,5	0,039	15,7	15,7	65,6	65,6	61,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,933	4,166
2034	8,4	8,5	12,0	37,6	38,0	0,050	24,9	24,9	90,5	90,5	66,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,279	5,445
2035	7,8	7,8	12,7	45,4	45,8	0,060	26,8	26,8	117,3	117,3	71,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,188	6,633
2036	7,4	7,4	13,7	52,7	53,3	0,070	28,9	28,9	146,2	146,2	74,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,125	7,758
2037	6,8	6,9	14,8	59,6	60,2	0,079	30,2	30,2	176,3	176,3	77,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,044	8,802
2038	6,3	6,4	16,1	65,9	66,6	0,087	31,2	31,2	207,5	207,5	79,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,970	9,772
2039	6,0	6,0	18,0	71,9	72,6	0,095	32,5	32,5	239,9	239,9	81,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,911	10,683
2040	5,4	5,4	19,9	77,3	78,0	0,102	32,2	32,2	272,2	272,2	83,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,823	11,506
2041	5,0	5,1	23,0	82,3	83,1	0,109	33,1	33,1	305,2	305,2	84,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,765	12,272
2042	4,7	4,7	27,8	86,9	87,8	0,115	33,9	33,9	339,1	339,1	86,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,711	12,983
2043	4,3	4,4	35,8	91,3	92,2	0,121	34,8	34,8	373,9	373,9	87,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,661	13,644
2044	4,0	4,1	51,9	95,3	96,2	0,126	35,7	35,7	409,6	409,6	88,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,615	14,259
2045	3,7	3,8	100,0	99,0	100,0	0,131	36,7	36,7	446,3	446,3	89,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,571	14,830
2046	3,5	3,5	100,0	102,5	103,5	0,136	37,9	37,9	484,3	484,3	90,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,531	15,361

Таблица П.4.1.18 – Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	доб.	нагнет.								всего	доб.	нагнет.	всего	мех.		нефти	жидкости	
2024	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	9,3	21,7	0,0
2025	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	9,1	24,8	0,0
2026	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	8,7	26,8	0,0
2027	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	8,2	28,3	0,0
2028	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	7,8	29,6	0,0
2029	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	7,4	30,8	0,0
2030	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	7,0	31,8	0,0
2031	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	6,6	32,8	0,0
2032	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	6,3	33,7	0,0
2033	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,9	34,5	0,0
2034	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,6	35,4	0,0
2035	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,3	36,3	0,0
2036	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	5,1	37,1	0,0
2037	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,8	38,1	0,0
2038	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,5	39,1	0,0
2039	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	0	0	0	1	1	0	4,3	40,2	0,0
2040	0	0	0	3	0	0	0	6,1	0	0	1	1	0	0	0	0	4,1	41,4	0,0

Таблица П.4.1.19 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накопл.			годовая	накопл.
2024	3,3	4,5	8,6	38,7	52,3	0,087	7,8	7,8	62,0	62,0	57,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,329	2,351
2025	3,3	4,4	9,2	41,9	56,7	0,094	8,9	8,9	70,8	70,8	63,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,316	2,667
2026	3,1	4,2	9,7	45,0	60,9	0,101	9,6	9,6	80,4	80,4	67,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,296	2,963
2027	2,9	4,0	10,2	48,0	64,8	0,107	10,1	10,1	90,6	90,6	70,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,275	3,238
2028	2,8	3,8	10,7	50,8	68,6	0,114	10,6	10,6	101,2	101,2	73,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,255	3,493
2029	2,6	3,6	11,4	53,4	72,2	0,120	11,0	11,0	112,2	112,2	76,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,237	3,731
2030	2,5	3,4	12,2	55,9	75,6	0,125	11,4	11,4	123,5	123,5	78,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,220	3,951
2031	2,4	3,2	13,1	58,3	78,8	0,130	11,7	11,7	135,3	135,3	79,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,205	4,155
2032	2,2	3,0	14,3	60,5	81,8	0,135	12,0	12,0	147,3	147,3	81,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,190	4,345
2033	2,1	2,9	15,8	62,7	84,7	0,140	12,4	12,4	159,6	159,6	82,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,176	4,522
2034	2,0	2,7	17,8	64,7	87,4	0,145	12,7	12,7	172,3	172,3	84,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,164	4,686
2035	1,9	2,6	20,5	66,6	90,0	0,149	13,0	13,0	185,3	185,3	85,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,152	4,838
2036	1,8	2,4	24,4	68,4	92,4	0,153	13,3	13,3	198,6	198,6	86,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,141	4,980
2037	1,7	2,3	30,6	70,1	94,8	0,157	13,6	13,6	212,2	212,2	87,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,131	5,111
2038	1,6	2,2	41,8	71,7	97,0	0,160	14,0	14,0	226,2	226,2	88,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,122	5,233
2039	1,5	2,1	68,1	73,3	99,0	0,164	14,4	14,4	240,5	240,5	89,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,113	5,346
2040	0,7	1,0	100,0	74,0	100,0	0,166	7,5	7,5	248,1	248,1	90,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,054	5,400

Таблица П.4.1.20 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	доб.	нагнет.								всего	доб.	нагнет.	всего	мех.		нефти	жидкости	
2024	1	1	0	18	0	0	0	53,2	0	0	2	2	0	9	9	0	9,7	19,9	0,0
2025	1	1	0	19	0	0	0	55,3	0	0	0	0	0	10	10	0	9,5	21,1	0,0
2026	1	1	0	20	0	0	0	57,3	0	1	0	0	0	11	11	1	10,1	24,5	158,5
2027	0	0	0	20	0	0	0	57,3	0	0	0	0	0	11	11	1	9,6	26,0	154,9
2028	1	1	0	21	0	0	0	59,4	0	1	0	0	0	12	12	2	8,9	26,6	131,9
2029	0	0	0	21	0	0	0	59,4	0	0	0	0	0	12	12	2	8,1	26,6	126,4
2030	0	0	0	21	0	0	0	59,4	0	0	0	0	0	12	12	2	7,4	26,8	125,4
2031	0	0	0	21	1	0	0	59,4	0	0	0	0	0	12	12	2	6,9	26,9	126,1
2032	0	0	0	21	1	0	0	59,4	0	0	0	0	0	12	12	2	6,8	28,1	136,0
2033	0	0	0	21	1	0	0	59,4	0	0	0	0	0	12	12	2	6,9	29,5	143,6
2034	0	0	0	21	0	0	0	59,4	0	0	0	0	0	12	12	2	6,7	30,4	142,6
2035	0	0	0	21	0	0	0	59,4	0	0	1	1	0	11	11	2	6,3	30,9	136,6
2036	0	0	0	21	0	0	0	59,4	0	0	0	0	0	11	11	2	6,0	32,5	136,7
2037	0	0	0	21	1	0	0	59,4	0	0	1	1	0	10	10	2	5,7	32,0	131,1
2038	0	0	0	21	0	0	0	59,4	0	0	0	0	0	10	10	2	5,1	30,5	130,4
2039	0	0	0	21	0	0	0	59,4	0	0	1	1	0	9	9	2	4,8	32,1	136,7
2040	0	0	0	21	0	0	0	59,4	0	0	1	1	0	8	8	2	4,5	32,2	135,3
2041	0	0	0	21	0	0	0	59,4	0	0	1	1	0	7	7	2	4,3	32,6	130,5
2042	0	0	0	21	0	0	0	59,4	0	0	0	0	0	7	7	2	4,1	33,6	124,0
2043	0	0	0	21	0	0	0	59,4	0	0	1	1	0	6	6	2	4,1	36,9	123,4
2044	0	0	0	21	0	0	0	59,4	0	0	0	0	0	6	6	2	3,8	37,4	123,1
2045	0	0	0	21	0	0	0	59,4	0	0	0	0	0	6	6	2	3,5	38,0	123,3
2046	0	0	0	21	0	0	0	59,4	0	0	0	0	0	6	6	2	3,3	38,7	123,9

Таблица П.4.1.21 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 3

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.	всего	мех.		годовая	накопл.			годовая	накопл.
2024	24,8	4,0	4,9	148,1	23,7	0,045	50,9	50,9	262,1	257,5	51,2	0,0	0,0	0,0	0,0	4,330	18,597
2025	26,9	4,3	5,6	175,1	28,0	0,054	59,4	59,4	321,5	316,9	54,7	0,0	0,0	0,0	0,0	4,610	23,207
2026	32,5	5,2	7,2	207,5	33,2	0,064	78,9	78,9	400,5	395,9	58,9	28,9	28,9	26,6	4,9	5,729	28,936
2027	32,8	5,2	7,8	240,3	38,4	0,074	89,0	89,0	489,4	484,8	63,1	50,9	79,8	43,0	11,2	5,816	34,752
2028	31,3	5,0	8,1	271,7	43,4	0,083	93,4	93,4	582,8	578,2	66,4	67,4	147,2	55,7	17,6	5,474	40,227
2029	29,7	4,7	8,4	301,4	48,1	0,093	97,8	97,8	680,6	676,0	69,7	83,0	230,2	67,2	24,0	5,104	45,331
2030	27,1	4,3	8,4	328,5	52,5	0,101	98,6	98,6	779,3	774,7	72,5	82,4	312,6	67,7	28,9	4,566	49,896
2031	26,8	4,3	9,0	355,3	56,8	0,109	104,0	104,0	883,3	878,7	74,3	82,8	395,4	65,6	32,8	4,381	54,277
2032	27,5	4,4	10,1	382,7	61,1	0,118	113,6	113,6	996,9	992,3	75,8	89,3	484,8	65,6	36,1	4,450	58,727
2033	29,0	4,6	11,9	411,8	65,8	0,126	123,6	123,6	1120,5	1115,9	76,5	94,4	579,2	64,1	38,9	4,640	63,367
2034	29,5	4,7	13,8	441,3	70,5	0,135	133,1	133,1	1253,5	1248,9	77,8	93,7	672,9	59,8	40,9	4,620	67,987
2035	26,8	4,3	14,5	468,0	74,8	0,144	132,2	132,2	1385,8	1381,2	79,7	89,7	762,6	58,6	42,4	4,118	72,105
2036	25,0	4,0	15,8	493,1	78,8	0,151	135,2	135,2	1521,0	1516,4	81,5	89,8	852,4	58,3	43,6	3,785	75,890
2037	23,5	3,8	17,7	516,6	82,5	0,159	131,9	131,9	1652,9	1648,3	82,2	86,1	938,5	57,7	44,6	3,518	79,408
2038	20,6	3,3	18,8	537,2	85,8	0,165	124,0	124,0	1776,9	1772,3	83,4	85,7	1024,2	61,7	45,7	3,089	82,497
2039	19,6	3,1	22,1	556,8	88,9	0,171	130,2	130,2	1907,1	1902,5	84,9	89,8	1114,0	62,5	46,7	2,896	85,393
2040	17,2	2,8	24,9	574,0	91,7	0,176	123,1	123,1	2030,1	2025,5	86,0	88,9	1202,9	66,1	47,7	2,552	87,945
2041	15,0	2,4	28,9	589,0	94,1	0,181	114,2	114,2	2144,3	2139,7	86,9	85,8	1288,7	69,3	48,7	2,233	90,178
2042	13,5	2,2	36,5	602,5	96,3	0,185	111,7	111,7	2256,0	2251,4	87,9	81,5	1370,1	68,0	49,6	1,978	92,156
2043	12,4	2,0	52,7	614,9	98,2	0,189	110,5	110,5	2366,5	2361,9	88,8	81,1	1451,2	69,0	50,4	1,787	93,943
2044	11,4	1,8	100,0	626,3	100,1	0,192	112,0	112,0	2478,5	2473,9	89,8	80,9	1532,1	68,6	51,1	1,626	95,570
2045	10,6	1,7	100,0	636,9	101,7	0,196	113,8	113,8	2592,3	2587,7	90,7	81,0	1613,1	68,2	51,7	1,481	97,050
2046	9,8	1,6	100,0	646,7	103,3	0,199	116,1	116,1	2708,4	2703,8	91,6	81,4	1694,5	67,8	52,3	1,348	98,399

Таблица П.4.2.1– Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 1)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																		
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг	403 366	403 366	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	5 117	-	-	5 117	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	10 746	-	-	-	-	-	-	-	5 373	-	-	-	-	-	5 373	-	-
РИР	тыс.тг	9 259	-	9 259	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	428 488	403 366	9 259	5 117	-	-	-	-	5 373	-	-	-	-	-	5 373	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	434 546	403 366	9 629	5 535	-	-	-	-	7 070	-	-	-	-	-	8 946	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																		
Обустройство промысла																		
Обустройство устья добывающей скважины	тыс.тг	62 482	62 482	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нагнетательные линии	тыс.тг	12 600	-	-	12 600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВРП	тыс.тг	40 000	-	-	40 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Насос для ППД	тыс.тг	25 000	-	-	25 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	140 082	62 482	-	77 600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	146 414	62 482	-	83 932	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО	тыс.тг	568 569	465 847	9 259	82 717	-	-	-	-	5 373	-	-	-	-	-	5 373	-	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	580 960	465 847	9 629	89 467	-	-	-	-	7 070	-	-	-	-	-	8 946	-	-

Таблица П.4.2.2– Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 1)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Продажа продукции по направлениям											
Нефти											
на экспорт	тыс. тонн	80	7	7	7	6	5	5	5	5	5
на внутренний рынок	тыс. тонн	186	17	16	16	14	13	12	11	11	11
Цена реализации продукции											
Нефти											
на экспорт	тг/тонн		302 093	314 177	326 744	339 814	353 407	367 543	382 245	397 534	413 436
на внутренний рынок	тг/тонн		100 486	104 506	108 686	113 034	117 555	122 257	127 147	132 233	137 523
Производственная прибыль от реализации											
Нефти											
на экспорт	тыс.тг	32 104 119	2 245 525	2 212 039	2 194 194	2 037 415	1 933 856	1 836 783	1 745 743	1 891 926	1 962 849
на внутренний рынок	тыс.тг	24 917 457	1 742 853	1 716 863	1 703 013	1 581 330	1 500 953	1 425 610	1 354 950	1 468 409	1 523 456
Итого	тыс.тг	57 021 577	3988378	3928902	3897207	3618744	3434809	3262394	3100693	3360335	3486305

Продолжение таблицы П.4.2.2

Производственный доход	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Продажа продукции по направлениям											
Нефти											
на экспорт	тыс. тонн	4	4	3	3	3	3	3	2	2	1
на внутренний рынок	тыс. тонн	10	9	8	7	7	6	6	5	4	3
Цена реализации продукции											
Нефти											
на экспорт	тг/тонн	429 973	447 172	465 059	483 661	503 008	523 128	544 053	565 815	588 448	611 986
на внутренний рынок	тг/тонн	143 024	148 744	154 694	160 882	167 317	174 010	180 970	188 209	195 738	203 567
Производственная прибыль от реализации											
Нефти											
на экспорт	тыс.тг	1 820 838	1 744 429	1 616 410	1 463 242	1 607 666	1 428 547	1 378 584	1 174 233	958 760	851 079
на внутренний рынок	тыс.тг	1 413 235	1 353 930	1 254 569	1 135 689	1 247 782	1 108 760	1 069 982	911 375	744 137	660 561
Итого	тыс.тг	3234073	3098360	2870980	2598931	2855448	2537306	2448566	2085608	1702898	1511641

Таблица П.4.2.3– Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению (вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на эл. Энергию	тыс.тг	217 278,8	15 197,58	14 970,95	14 850,18	13 789,10	13 088,23	12 431,24	11 815,08	12 804,44
Затраты на материалы	тыс.тг	375 300,3	26 250,41	25 858,95	25 650,35	23 817,58	22 606,97	21 472,18	20 407,91	22 116,80
Затраты на химреагенты	тыс.тг	62 539,5	4 374,33	4 309,10	4 274,34	3 968,93	3 767,19	3 578,09	3 400,74	3 685,51
Проживание на вахте	тыс.тг	102 320,6	4 311,32	4 483,78	4 663,13	4 849,65	5 043,64	5 245,38	5 455,20	6 303,79
Транспортные услуги	тыс.тг	932 502,9	43 299,74	45 031,73	46 833,00	48 706,32	50 654,57	52 680,76	54 787,99	56 979,51
Услуги ТБ, ПБ, ГО и ЧС	тыс.тг	46 188,6	2 144,72	2 230,50	2 319,72	2 412,51	2 509,01	2 609,37	2 713,75	2 822,30
Содержание автодорог	тыс.тг	42 366,8	1 967,26	2 045,95	2 127,79	2 212,90	2 301,41	2 393,47	2 489,21	2 588,78
Обслуживание и ремонт ОС	тыс.тг	348 911,5	16 201,32	16 849,37	17 523,35	18 224,28	18 953,25	19 711,38	20 499,84	21 319,83
Охрана окружающей среды	тыс.тг	45 127,2	2 095,43	2 179,25	2 266,42	2 357,08	2 451,36	2 549,41	2 651,39	2 757,45
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	556 747,7	25 851,97	26 886,04	27 961,49	29 079,95	30 243,14	31 452,87	32 710,98	34 019,42
Работы и услуги производственного характера	тыс.тг	443 575,7	20 596,95	21 420,83	22 277,66	23 168,76	24 095,52	25 059,34	26 061,71	27 104,18
Работы и услуги непроизводственного характера	тыс.тг	240 266,1	11 156,49	11 602,75	12 066,86	12 549,53	13 051,52	13 573,58	14 116,52	14 681,18
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	1 228 318,4	51 755,75	53 825,98	55 979,02	58 218,18	60 546,90	62 968,78	65 487,53	75 674,48
Выбытие скважин	тыс.тг	106 310,8	12 807,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8 102,81	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	4 747 755,08	238 010,80	231 695,17	238 793,29	243 354,78	249 312,72	255 725,86	270 700,67	282 857,66
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	160 683	7 505	7 701	7 906	8 119	8 340	8 570	8 809	10 064
Налог на имущество	тыс.тг	221 447	30 951	29 212	25 366	22 060	18 697	15 853	13 444	11 450
ОСМС	тыс.тг	36 850	1 553	1 615	1 679	1 747	1 816	1 889	1 965	2 270
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	3 355	235	231	229	213	202	192	182	198
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	33 618	1 215	1 264	1 314	1 367	1 421	1 478	1 537	1 599
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 751 256	121 739	119 612	118 757	110 539	105 139	100 114	95 604	103 266
Расходы на НИОКР	тыс.тг	929 116	374 017	39 884	39 289	38 972	36 187	34 348	32 624	31 007
Итого производственных затрат	тыс.тг	7 884 080	775 224	431 213	433 334	426 370	421 116	418 169	424 867	442 712
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	3 176 060	222 150	218 837	217 072	201 561	191 316	181 713	172 706	187 168
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	7 666 596	381 739	420 287	460 781	427 857	406 110	404 092	384 063	435 143
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	5 357 176	314 425	330 915	362 963	324 066	295 764	305 345	279 049	324 336
Итого расходы по реализации	тыс.тг	16 199 831	918 314	970 039	1 040 816	953 485	893 190	891 150	835 819	946 647
Общие и административные расходы										
Административные расходы	тыс.тг	13 221 655	390 441	420 551	500 191	539 036	580 972	626 248	675 133	727 918
Контрактные обязательства	тыс.тг	175 323	17 399	12 408	12 992	11 400	10 946	10 554	10 301	10 905
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	76 073	8 129,00	7 699,79	7 343,92	6 556,91	5 984,26	5 465,26	4 994,59	5 204,63
Затраты на обучение персонала, от затрат на добычу	тыс.тг	45 963	2 231	2 295	2 365	2 410	2 469	2 532	2 599	2 801
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	53 287	7 039	2 413	3 283	2 434	2 493	2 557	2 707	2 899
Итого не производственные затраты	тыс.тг	29 596 809	1 326 154	1 402 998	1 553 998	1 503 921	1 485 108	1 527 952	1 521 252	1 685 471
Итого затраты	тыс.тг	37 480 889	2 101 378	1 834 211	1 987 332	1 930 291	1 906 224	1 946 122	1 946 119	2 128 183
Доходы (убытки)										
Производственный доход	тыс.тг	57 021 577	3 988 378	3 928 902	3 897 207	3 618 744	3 434 809	3 262 394	3 100 693	3 360 335
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	37 480 889	2 101 378	1 834 211	1 987 332	1 930 291	1 906 224	1 946 122	1 946 119	2 128 183
Операционный доход	тыс.тг	19 540 687	1 887 000	2 094 690	1 909 875	1 688 453	1 528 586	1 316 272	1 154 573	1 232 152
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	2 225 086	213 745	198 450	193 136	170 486	153 929	139 323	126 379	131 081
Балансовая прибыль	тыс.тг	17 315 601	1 673 255	1 896 240	1 716 739	1 517 967	1 374 657	1 176 949	1 028 194	1 101 071
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	2 482 871	382 870	324 455	287 385	242 911	205 450	173 864	147 209	125 756
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	17 057 816	1 504 130	1 770 235	1 622 490	1 445 542	1 323 136	1 142 408	1 007 365	1 106 396
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	17 057 816	1 504 130	1 770 235	1 622 490	1 445 542	1 323 136	1 142 408	1 007 365	1 106 396
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	4 264 454	376 032	442 559	405 623	361 385	330 784	285 602	251 841	276 599
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	11 953 088	1 059 793	1 161 048	1 106 440	999 695	926 680	817 752	733 403	803 017

Продолжение таблицы П.4.2.3

Составляющие	Ед.изм	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на эл. Энергию	тыс.тг	13 284,45	12 323,33	11 806,20	10 939,77	9 903,14	10 880,59	9 668,32	9 330,18	7 947,14	6 488,83	5 760,06
Затраты на материалы	тыс.тг	22 945,90	21 285,78	20 392,55	18 896,00	17 105,45	18 793,77	16 699,85	16 115,79	13 726,90	11 208,00	9 949,20
Затраты на химреагенты	тыс.тг	3 823,67	3 547,03	3 398,18	3 148,80	2 850,43	3 131,77	2 782,84	2 685,51	2 287,43	1 867,69	1 657,92
Проживание на вахте	тыс.тг	6 555,94	6 818,18	7 090,90	5 899,63	6 135,62	6 381,04	5 806,75	5 176,30	4 486,13	3 732,46	3 881,76
Транспортные услуги	тыс.тг	59 258,69	61 629,04	64 094,20	51 845,08	53 918,89	56 075,64	49 987,43	43 322,44	36 044,27	28 114,53	29 239,11
Услуги ТБ, ПБ, ГО и ЧС	тыс.тг	2 935,19	3 052,60	3 174,70	2 567,98	2 670,70	2 777,53	2 475,97	2 145,84	1 785,34	1 392,56	1 448,27
Содержание автодорог	тыс.тг	2 692,33	2 800,02	2 912,02	2 355,50	2 449,72	2 547,71	2 271,10	1 968,29	1 637,62	1 277,34	1 328,43
Обслуживание и ремонт ОС	тыс.тг	22 172,63	23 059,53	23 981,91	19 398,70	20 174,65	20 981,64	18 703,63	16 209,81	13 486,56	10 519,52	10 940,30
Охрана окружающей среды	тыс.тг	2 867,74	2 982,45	3 101,75	2 508,97	2 609,33	2 713,71	2 419,07	2 096,53	1 744,31	1 360,56	1 414,99
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	35 380,20	36 795,41	38 267,22	30 953,93	32 192,09	33 479,77	29 844,83	25 865,52	21 520,11	16 785,69	17 457,11
Работы и услуги производственного характера	тыс.тг	28 188,34	29 315,88	30 488,51	24 661,82	25 648,29	26 674,22	23 778,17	20 607,74	17 145,64	13 373,60	13 908,55
Работы и услуги непроизводственного характера	тыс.тг	15 268,43	15 879,16	16 514,33	13 358,26	13 892,59	14 448,29	12 879,62	11 162,34	9 287,07	7 243,91	7 533,67
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	78 701,46	81 849,52	85 123,50	70 822,75	73 655,66	76 601,89	69 707,72	62 139,45	53 854,19	44 806,69	46 598,95
Выбытие скважин	тыс.тг	0,00	9 114,56	9 479,15	19 716,62	0,00	0,00	11 089,26	11 532,83	11 994,14	12 473,91	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	294 074,97	310 452,49	319 825,14	277 073,83	263 206,56	275 487,57	258 114,55	230 358,57	196 946,85	160 645,30	151 118,32
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	10 352	10 651	10 962	9 028	9 298	9 577	8 635	7 628	6 554	5 407	5 577
Налог на имущество	тыс.тг	9 761	8 284	7 032	5 970	5 069	4 362	3 762	3 195	2 714	2 306	1 959
ОСМС	тыс.тг	2 361	2 455	2 554	2 125	2 210	2 298	2 091	1 864	1 616	1 344	1 398
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	205	190	182	169	153	168	149	144	123	100	89
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	1 663	1 729	1 798	1 870	1 945	2 023	2 104	2 188	2 276	2 367	2 461
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	107 024	99 965	96 144	88 601	80 393	87 986	78 398	75 204	64 024	52 234	46 514
Расходы на НИОКР	тыс.тг	33 603	34 863	32 341	30 984	28 710	25 989	28 554	25 373	24 486	20 856	17 029
Итого производственных затрат	тыс.тг	459 044	468 591	470 838	415 821	390 984	407 891	381 808	345 955	298 738	245 259	226 145
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	194 185	180 135	172 576	159 911	144 759	159 046	141 326	136 383	116 167	94 850	84 197
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	451 455	455 210	436 107	420 267	380 443	434 070	414 279	399 789	375 754	306 803	272 345
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	323 553	318 455	293 357	287 511	250 257	286 914	264 394	245 334	215 561	180 722	154 255
Итого расходы по реализации	тыс.тг	969 193	953 800	902 041	867 689	775 458	880 031	819 999	781 506	707 482	582 376	510 797
Общие и административные расходы												
Административные расходы	тыс.тг	784 919	846 475	912 954	786 894	848 899	915 875	864 057	798 456	717 186	618 143	667 307
Контрактные обязательства	тыс.тг	11 045	10 719	10 537	9 120	8 547	9 067	5 027	4 471	3 802	3 075	3 008
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	5 192,06	4 631,17	4 266,18	3 801,06	3 308,53	3 495,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты на обучение персонала, от затрат на добычу	тыс.тг	2 912	2 984	3 072	2 548	2 606	2 728	2 446	2 167	1 832	1 468	1 497
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	2 941	3 105	3 198	2 771	2 632	2 844	2 581	2 304	1 969	1 606	1 511
Итого не производственные затраты	тыс.тг	1 765 157	1 810 994	1 825 532	1 663 703	1 632 903	1 804 973	1 689 082	1 584 433	1 428 470	1 203 593	1 181 113
Итого затраты	тыс.тг	2 224 201	2 279 585	2 296 370	2 079 524	2 023 888	2 212 863	2 070 890	1 930 389	1 727 208	1 448 853	1 407 259
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг	3 486 305	3 234 073	3 098 360	2 870 980	2 598 931	2 855 448	2 537 306	2 448 566	2 085 608	1 702 898	1 511 641
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	2 224 201	2 279 585	2 296 370	2 079 524	2 023 888	2 212 863	2 070 890	1 930 389	1 727 208	1 448 853	1 407 259
Операционный доход	тыс.тг	1 262 105	954 488	801 990	791 456	575 043	642 585	466 416	518 177	358 400	254 045	104 382
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	129 960	115 575	106 154	94 387	82 034	87 469	74 674	69 214	56 665	44 479	37 946
Балансовая прибыль	тыс.тг	1 132 145	838 913	695 836	697 068	493 010	555 115	391 742	448 963	301 735	209 566	66 436
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	106 569	90 341	76 608	64 980	55 131	48 127	40 850	34 680	29 445	25 005	21 236
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	1 155 536	864 147	725 382	726 475	519 913	594 458	425 566	483 497	328 955	229 041	83 146
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	1 155 536	864 147	725 382	726 475	519 913	594 458	425 566	483 497	328 955	229 041	83 146
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	288 884	216 037	181 345	181 619	129 978	148 615	106 391	120 874	82 239	57 260	20 787
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	837 402	647 948	544 036	515 449	363 031	406 501	285 350	328 089	219 497	152 306	45 649

Таблица П.4.2.4– Поток денежной наличности в целом по месторождению (вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	57 021 577	3 988 378	3 928 902	3 897 207	3 618 744	3 434 809	3 262 394	3 100 693	3 360 335
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	37 480 889	2 101 378	1 834 211	1 987 332	1 930 291	1 906 224	1 946 122	1 946 119	2 128 183
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	580 960	465 847	9 629	89 467	0	0	0	0	7 070
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	4 264 454	376 032	442 559	405 623	361 385	330 784	285 602	251 841	276 599
Итого отток средств	тыс.тг	42 939 163	3 011 562	2 453 028	2 592 849	2 376 138	2 302 680	2 270 777	2 220 081	2 438 632
Поток денежной наличности	тыс.тг	14 082 414	976 815,86	1 475 873,53	1 304 357,90	1 242 606,51	1 132 129,69	991 616,32	880 611,85	921 702,84
Чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	8 481 924	976 816	1 341 703	1 077 982	933 589	773 260	615 716	497 082	472 979
Накопленный поток денежной наличности	тыс.тг	14 082 414	976 816	2 452 689	3 757 047	4 999 654	6 131 783	7 123 400	8 004 012	8 925 715
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	8 481 924	976 816	2 318 519	3 396 501	4 330 089	5 103 349	5 719 065	6 216 147	6 689 127

Продолжение таблицы П.4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	3 486 305	3 234 073	3 098 360	2 870 980	2 598 931	2 855 448	2 537 306	2 448 566	2 085 608	1 702 898	1 511 641	1 441 041
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	2 224 201	2 279 585	2 296 370	2 079 524	2 023 888	2 212 863	2 070 890	1 930 389	1 727 208	1 448 853	1 407 259	1 445 571
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0	0	0	0	0	8 946	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	288 884	216 037	181 345	181 619	129 978	148 615	106 391	120 874	82 239	57 260	20 787	0
Итого отток средств	тыс.тг	2 542 334	2 495 784	2 477 716	2 261 143	2 153 866	2 370 424	2 177 282	2 051 263	1 809 446	1 506 113	1 428 045	1 445 571
Поток денежной наличности	тыс.тг	943 971,23	738 289,14	620 644,13	609 836,67	445 065,29	485 023,88	360 024,61	397 302,64	276 161,45	196 784,94	83 595,47	-4 530,60
Чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	440 370	313 107	239 285	213 744	141 812	140 494	94 806	95 111	60 101	38 933	15 035	-741
Накопленный поток денежной наличности	тыс.тг	9 869 686	10 607 975	11 228 619	11 838 456	12 283 521	12 768 545	13 128 569	13 525 872	13 802 034	13 998 818	14 082 414	14 077 883
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	7 129 496	7 442 603	7 681 888	7 895 632	8 037 444	8 177 938	8 272 744	8 367 855	8 427 955	8 466 888	8 481 924	8 481 183

Таблица П.4.2.5– Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 3)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																		
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг	1 613 464	403 366	403 366	403 366	-	403 366	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	10 234	-	-	5 117	-	5 117	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	21 491	-	-	-	-	-	-	-	5 373	5 373	5 373	-	-	-	5 373	-	-
РИР	тыс.тг	9 259	-	9 259	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	1 654 448	403 366	412 625	408 483	-	408 483	-	-	5 373	5 373	5 373	-	-	-	5 373	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	1 783 195	403 366	429 130	441 815	-	477 867	-	-	7 070	7 353	7 647	-	-	-	8 946	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																		
Обустройство промысла																		
Обустройство устья добывающей скважины	тыс.тг	249 926	62 482	62 482	62 482	-	62 482	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нагнетательные линии	тыс.тг	25 200	-	-	12 600	-	12 600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВРП	тыс.тг	40 000	-	-	40 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Насос для ППД	тыс.тг	25 000	-	-	25 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	340 126	62 482	62 482	140 082	-	75 082	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	366 810	62 482	64 981	151 512	-	87 835	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО	тыс.тг	1 994 574	465 847	475 106	548 564	-	483 564	-	-	5 373	5 373	5 373	-	-	-	5 373	-	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	2 150 005	465 847	494 111	593 327	-	565 702	-	-	7 070	7 353	7 647	-	-	-	8 946	-	-

Таблица П.4.2.6– Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 3)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Продажа продукции по направлениям														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	157	7	8	10	10	9	9	8	8	8	9	9	8
на внутренний рынок	тыс. тонн	365	17	19	23	23	22	21	19	19	19	20	21	19
Цена реализации продукции														
Нефти														
на экспорт	тг/тонн		302 093	314 177	326 744	339 814	353 407	367 543	382 245	397 534	413 436	429 973	447 172	465 059
на внутренний рынок	тг/тонн		100 486	104 506	108 686	113 034	117 555	122 257	127 147	132 233	137 523	143 024	148 744	154 694
Производственная прибыль от реализации														
Нефти														
на экспорт	тыс.тг	69 462 454	2 245 525	2 531 174	3 174 286	3 336 646	3 312 876	3 264 667	3 104 839	3 184 094	3 399 336	3 732 605	3 947 002	3 727 916
на внутренний рынок	тыс.тг	53 912 948	1 742 853	1 964 558	2 463 706	2 589 722	2 571 273	2 533 855	2 409 806	2 471 319	2 638 378	2 897 044	3 063 447	2 893 404
Итого	тыс.тг	123 375 402	3988378	4495732	5637992	5926367	5884149	5798522	5514646	5655414	6037714	6629649	7010449	6621320

Продолжение таблицы П.4.2.6

Производственный доход	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Продажа продукции по направлениям													
Нефти													
на экспорт	тыс. тонн	7	7	6	6	5	4	4	4	3	3	3	3
на внутренний рынок	тыс. тонн	17	16	14	14	12	10	9	9	8	7	7	7
Цена реализации продукции													
Нефти													
на экспорт	тг/тонн	483 661	503 008	523 128	544 053	565 815	588 448	611 986	636 465	661 924	688 401	715 937	744 574
на внутренний рынок	тг/тонн	160 882	167 317	174 010	180 970	188 209	195 738	203 567	211 710	220 178	228 985	238 145	247 670
Производственная прибыль от реализации													
Нефти													
на экспорт	тыс.тг	3 621 457	3 541 616	3 221 353	3 192 901	2 920 441	2 640 048	2 470 397	2 357 347	2 265 496	2 177 434	2 092 997	2 089 629
на внутренний рынок	тыс.тг	2 810 776	2 748 808	2 500 238	2 478 155	2 266 686	2 049 061	1 917 387	1 829 644	1 758 354	1 690 005	1 624 469	1 621 856
Итого	тыс.тг	6432233	6290424	5721591	5671056	5187128	4689109	4387784	4186991	4023849	3867439	3717466	3711485

Таблица П.4.2.7– Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению (вариант 3)

Составляющие	Ед.из м	Итого за рентабельны й период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)														
Затраты на эл. Энергию	тыс.тг	470 117,8	15 197,58	17 130,84	21 483,38	22 582,22	22 421,35	22 095,07	21 013,37	21 549,76	23 006,51	25 262,06	26 713,08	25 230,32
Затраты на материалы	тыс.тг	812 023,0	26 250,41	29 589,67	37 107,71	39 005,72	38 727,85	38 164,28	36 295,88	37 222,38	39 738,57	43 634,53	46 140,85	43 579,71
Затраты на химреагенты	тыс.тг	135 314,3	4 374,33	4 930,78	6 183,57	6 499,85	6 453,55	6 359,64	6 048,29	6 202,68	6 621,98	7 271,19	7 688,84	7 262,06
Проживание на вахте	тыс.тг	180 492,0	4 311,32	4 483,78	4 663,13	4 849,65	5 043,64	5 245,38	5 455,20	8 825,30	9 178,31	9 545,45	9 927,26	9 586,90
Транспортные услуги	тыс.тг	1 615 325,4	43 299,74	50 035,26	57 240,34	59 529,95	67 539,43	70 241,01	73 050,65	75 972,68	79 011,58	82 172,05	85 458,93	81 470,85
Услуги ТБ, ПБ, ГО и ЧС	тыс.тг	80 010,0	2 144,72	2 478,34	2 835,22	2 948,63	3 345,35	3 479,17	3 618,33	3 763,07	3 913,59	4 070,13	4 232,94	4 035,40
Содержание автодорог	тыс.тг	73 389,8	1 967,26	2 273,28	2 600,63	2 704,65	3 068,55	3 191,29	3 318,94	3 451,70	3 589,77	3 733,36	3 882,70	3 701,50
Обслуживание и ремонт ОС	тыс.тг	604 400,9	16 201,32	18 721,53	21 417,43	22 274,12	25 271,00	26 281,84	27 333,12	28 426,44	29 563,50	30 746,04	31 975,88	30 483,67
Охрана окружающей среды	тыс.тг	78 171,5	2 095,43	2 421,39	2 770,07	2 880,87	3 268,48	3 399,22	3 535,19	3 676,60	3 823,66	3 976,61	4 135,67	3 942,67
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	964 424,6	25 851,97	29 873,38	34 175,15	35 542,16	40 324,19	41 937,16	43 614,64	45 359,23	47 173,60	49 060,54	51 022,97	48 641,89
Работы и услуги производственного характера	тыс.тг	768 382,7	20 596,95	23 800,92	27 228,25	28 317,38	32 127,35	33 412,45	34 748,95	36 138,90	37 584,46	39 087,84	40 651,35	38 754,29
Работы и услуги непроизводственного характера	тыс.тг	416 200,2	11 156,49	12 891,94	14 748,38	15 338,32	17 402,02	18 098,10	18 822,03	19 574,91	20 357,90	21 172,22	22 019,11	20 991,55
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	2 166 735,3	51 755,75	53 825,98	55 979,02	58 218,18	60 546,90	62 968,78	65 487,53	105 944,27	110 182,04	114 589,33	119 172,90	115 086,97
Выбытие скважин	тыс.тг	114 465,1	12 807,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19 716,62
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	8 479 452,50	238 010,80	252 457,07	288 432,27	300 691,70	325 539,68	334 873,39	342 342,13	396 107,92	413 745,47	434 321,33	453 022,48	452 484,40
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	274 848	7 505	7 701	7 906	8 119	8 340	8 570	8 809	14 090	14 493	14 911	15 347	14 671
Налог на имущество	тыс.тг	354 809	30 951	32 300	34 292	32 859	31 483	30 327	25 748	21 908	18 697	15 975	13 618	11 568
ОСМС	тыс.тг	65 002	1 553	1 615	1 679	1 747	1 816	1 889	1 965	3 178	3 305	3 438	3 575	3 453
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	7 260	235	265	332	349	346	341	324	333	355	390	413	390
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	44 488	1 215	1 264	1 314	1 367	1 421	1 478	1 537	1 599	1 663	1 729	1 798	1 870
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	3 725 097	119 805	134 908	168 994	177 340	177 188	174 693	166 458	171 479	182 708	200 028	211 201	199 831
Расходы на НИОКР	тыс.тг	1 570 596	374 017	39 884	44 957	56 380	59 264	58 841	57 985	55 146	56 554	60 377	66 296	70 104
Итого производственных затрат	тыс.тг	14 521 552	773 290	470 394	547 907	578 851	605 398	611 013	605 168	663 841	691 521	731 170	765 271	754 371
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг														
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	6 871 918	222 150	250 409	314 032	330 094	327 743	322 973	307 162	315 002	336 296	369 267	390 477	368 803
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	17 903 982	381 739	480 923	666 600	700 696	695 704	718 227	683 065	732 342	781 847	933 151	986 751	969 258
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	11 743 353	314 425	378 656	525 090	530 719	506 671	542 715	496 294	545 855	560 340	652 813	663 759	663 084
Итого расходы по реализации	тыс.тг	36 519 254	918 314	1 109 988	1 505 722	1 561 509	1 530 118	1 583 915	1 486 520	1 593 199	1 678 484	1 955 231	2 040 987	2 001 145
Общие и административные расходы														
Административные расходы	тыс.тг	27 050 997	390 441	423 624	600 868	647 508	811 286	874 590	942 943	1 016 753	1 096 461	1 182 542	1 275 512	1 276 997
Контрактные обязательства	тыс.тг	284 265	15 276	16 476	19 525	13 920	19 710	13 841	13 375	14 429	14 954	15 738	16 152	15 291
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	95 102	6 006,73	6 510,42	7 850,54	7 934,69	7 575,16	7 177,82	6 563,86	6 472,51	6 644,27	7 015,07	7 132,70	6 477,68
Затраты на обучение персонала, от затрат на добычу	тыс.тг	82 868	2 231	2 500	2 857	2 978	3 223	3 315	3 388	3 924	4 099	4 303	4 489	4 288
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	106 295	7 039	7 466	8 818	3 007	8 912	3 349	3 423	4 032	4 211	4 420	4 530	4 525
Итого не производственные затраты	тыс.тг	63 854 516	1 324 032	1 550 089	2 126 115	2 222 936	2 361 115	2 472 347	2 442 839	2 624 380	2 789 899	3 153 511	3 332 651	3 293 433
Итого затраты	тыс.тг	78 376 067	2 097 322	2 020 482	2 674 022	2 801 787	2 966 513	3 083 359	3 048 007	3 288 222	3 481 420	3 884 681	4 097 922	4 047 804
Доходы (убытки)														
Производственный доход	тыс.тг	123 375 402	3 988 378	4 495 732	5 637 992	5 926 367	5 884 149	5 798 522	5 514 646	5 655 414	6 037 714	6 629 649	7 010 449	6 621 320
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	78 376 067	2 097 322	2 020 482	2 674 022	2 801 787	2 966 513	3 083 359	3 048 007	3 288 222	3 481 420	3 884 681	4 097 922	4 047 804
Операционный доход	тыс.тг	44 999 335	1 891 056	2 475 250	2 963 970	3 124 580	2 917 637	2 715 163	2 466 639	2 367 192	2 556 294	2 744 968	2 912 527	2 573 516
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	3 550 486	121 432	146 173	202 361	200 963	225 600	212 246	193 143	189 898	194 571	205 314	208 269	188 926
Балансовая прибыль	тыс.тг	41 448 848	1 769 623	2 329 077	2 761 610	2 923 617	2 692 037	2 502 916	2 273 496	2 177 294	2 361 723	2 539 654	2 704 259	2 384 589
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	4 051 955	382 870	397 127	424 735	359 659	389 541	330 342	280 215	238 811	203 769	174 108	147 809	125 502
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	40 947 379	1 508 186	2 078 123	2 539 235	2 764 921	2 528 095	2 384 821	2 186 424	2 128 381	2 352 525	2 570 861	2 764 718	2 448 014
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	40 947 379	1 508 186	2 078 123	2 539 235	2 764 921	2 528 095	2 384 821	2 186 424	2 128 381	2 352 525	2 570 861	2 764 718	2 448 014
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	10 236 845	377 046	519 531	634 809	691 230	632 024	596 205	546 606	532 095	588 131	642 715	691 180	612 003
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	27 932 041	1 062 059	1 347 255	1 665 731	1 785 063	1 706 117	1 632 972	1 515 981	1 500 281	1 641 041	1 796 345	1 920 483	1 668 576

Продолжение таблицы П.4.2.7

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на эл. Энергию	тыс.тг	24 509,81	23 969,45	21 801,93	21 609,37	19 765,38	17 867,69	16 719,51	15 954,39	15 332,74	14 736,75	14 165,28
Затраты на материалы	тыс.тг	42 335,19	41 401,84	37 657,94	37 325,33	34 140,25	30 862,43	28 879,19	27 557,62	26 483,87	25 454,42	24 467,34
Затраты на химреагенты	тыс.тг	7 054,67	6 899,14	6 275,26	6 219,84	5 689,08	5 142,87	4 812,38	4 592,16	4 413,23	4 241,69	4 077,20
Проживание на вахте	тыс.тг	9 970,38	9 571,56	9 954,42	9 489,88	8 972,25	8 398,03	8 733,95	8 074,05	8 397,01	8 732,89	9 082,21
Транспортные услуги	тыс.тг	84 729,68	80 108,06	83 312,38	77 980,39	72 088,54	65 600,57	68 224,59	60 817,35	63 250,05	65 780,05	68 411,25
Услуги ТБ, ПБ, ГО и ЧС	тыс.тг	4 196,82	3 967,90	4 126,62	3 862,51	3 570,68	3 249,32	3 379,29	3 012,39	3 132,89	3 258,21	3 388,53
Содержание автодорог	тыс.тг	3 849,56	3 639,59	3 785,17	3 542,92	3 275,23	2 980,46	3 099,68	2 763,14	2 873,67	2 988,62	3 108,16
Обслуживание и ремонт ОС	тыс.тг	31 703,02	29 973,77	31 172,72	29 177,66	26 973,13	24 545,55	25 527,37	22 755,83	23 666,06	24 612,70	25 597,21
Охрана окружающей среды	тыс.тг	4 100,38	3 876,72	4 031,79	3 773,76	3 488,63	3 174,65	3 301,64	2 943,17	3 060,90	3 183,34	3 310,67
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	50 587,57	47 828,25	49 741,38	46 557,93	43 040,22	39 166,60	40 733,26	36 310,79	37 763,23	39 273,76	40 844,71
Работы и услуги производственного характера	тыс.тг	40 304,46	38 106,03	39 630,28	37 093,94	34 291,29	31 205,07	32 453,27	28 929,77	30 086,97	31 290,44	32 542,06
Работы и услуги непроизводственного характера	тыс.тг	21 831,21	20 640,42	21 466,03	20 092,21	18 574,13	16 902,46	17 578,56	15 670,03	16 296,83	16 948,70	17 626,65
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	119 690,45	114 902,83	119 498,94	113 922,33	107 708,38	100 815,05	104 847,65	96 925,83	100 802,86	104 834,97	109 028,37
Выбытие скважин	тыс.тг	10 252,64	10 662,75	0,00	23 065,66	11 994,14	12 473,91	0,00	13 491,78	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	455 115,84	435 548,31	432 454,87	433 713,72	393 571,32	362 384,65	358 290,34	339 798,32	335 560,30	345 336,53	355 649,65
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	15 109	14 366	14 803	13 985	13 108	12 165	12 548	11 508	11 877	12 260	12 658
Налог на имущество	тыс.тг	9 828	8 407	7 200	6 117	5 198	4 417	3 754	3 190	2 711	2 304	1 958
ОСМС	тыс.тг	3 591	3 447	3 585	3 418	3 231	3 024	3 145	2 908	3 024	3 145	3 271
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	378	370	337	334	305	276	258	246	237	228	219
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	1 945	2 023	2 104	2 188	2 276	2 367	2 461	2 560	2 662	2 769	2 879
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	194 298	189 691	173 174	171 633	156 818	141 811	133 020	126 815	121 994	117 667	113 543
Расходы на НИОКР	тыс.тг	66 213	64 322	62 904	57 216	56 711	51 871	46 891	43 878	41 870	40 238	38 674
Итого производственных затрат	тыс.тг	746 477	718 174	696 561	688 605	631 218	578 316	560 368	530 903	519 935	523 947	528 852
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	358 271	350 372	318 688	315 874	288 919	261 180	244 396	233 212	224 125	215 413	207 060
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	941 579	956 236	934 192	925 941	934 541	844 815	790 527	754 351	724 959	696 779	669 759
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	619 373	632 060	596 205	568 210	536 122	497 638	447 750	410 827	379 634	350 844	324 268
Итого расходы по реализации	тыс.тг	1 919 223	1 938 668	1 849 086	1 810 025	1 759 583	1 603 634	1 482 673	1 398 390	1 328 718	1 263 036	1 201 087
Общие и административные расходы												
Административные расходы	тыс.тг	1 377 687	1 371 352	1 479 778	1 462 949	1 434 372	1 392 260	1 502 938	1 440 866	1 555 680	1 679 753	1 813 836
Контрактные обязательства	тыс.тг	15 009	14 345	8 609	8 406	7 717	7 091	7 133	6 632	6 681	6 875	7 080
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	6 050,67	5 689,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты на обучение персонала, от затрат на добычу	тыс.тг	4 408	4 210	4 284	4 069	3 781	3 467	3 550	3 234	3 325	3 422	3 523
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	4 551	4 445	4 325	4 337	3 936	3 624	3 583	3 398	3 356	3 453	3 556
Итого не производственные затраты	тыс.тг	3 311 919	3 324 365	3 337 473	3 281 381	3 201 671	3 002 985	2 992 744	2 845 887	2 891 079	2 949 664	3 022 003
Итого затраты	тыс.тг	4 058 396	4 042 539	4 034 034	3 969 985	3 832 889	3 581 301	3 553 112	3 376 790	3 411 014	3 473 611	3 550 855
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг	6 432 233	6 290 424	5 721 591	5 671 056	5 187 128	4 689 109	4 387 784	4 186 991	4 023 849	3 867 439	3 717 466
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	4 058 396	4 042 539	4 034 034	3 969 985	3 832 889	3 581 301	3 553 112	3 376 790	3 411 014	3 473 611	3 550 855
Операционный доход	тыс.тг	2 373 837	2 247 885	1 687 558	1 701 070	1 354 238	1 107 808	834 672	810 200	612 836	393 828	166 612
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	176 283	166 490	145 538	138 616	121 869	105 903	95 258	87 380	80 728	74 592	68 932
Балансовая прибыль	тыс.тг	2 197 554	2 081 395	1 542 019	1 562 454	1 232 369	1 001 905	739 414	722 820	532 108	319 236	97 680
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	106 574	91 853	78 018	66 272	56 299	47 830	40 638	34 528	29 339	24 931	21 185
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	2 267 263	2 156 032	1 609 540	1 634 798	1 297 939	1 059 978	794 035	775 672	583 497	368 897	145 426
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	2 267 263	2 156 032	1 609 540	1 634 798	1 297 939	1 059 978	794 035	775 672	583 497	368 897	145 426
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	566 816	539 008	402 385	408 699	324 485	264 994	198 509	193 918	145 874	92 224	36 357
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	1 550 897	1 476 019	1 131 780	1 142 268	907 884	736 911	540 905	528 902	386 234	227 012	61 323

Таблица П.4.2.8– Эксплуатационные затраты. Вариант 3

Составляющие	Ед.из м	Итого за рентабельн ый период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	123 375 402	3 988 378	4 495 732	5 637 992	5 926 367	5 884 149	5 798 522	5 514 646	5 655 414	6 037 714	6 629 649	7 010 449	6 621 320
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	78 376 067	2 097 322	2 020 482	2 674 022	2 801 787	2 966 513	3 083 359	3 048 007	3 288 222	3 481 420	3 884 681	4 097 922	4 047 804
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	2 150 005	465 847	494 111	593 327	0	565 702	0	0	7 070	7 353	7 647	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	10 236 845	377 046	519 531	634 809	691 230	632 024	596 205	546 606	532 095	588 131	642 715	691 180	612 003
Итого отток средств	тыс.тг	92 813 864	3 009 296	3 245 461	4 140 853	3 781 646	4 354 193	3 835 208	3 718 450	3 923 392	4 200 257	4 666 844	4 942 156	4 763 818
Поток денежной наличности	тыс.тг	30 561 538	979 082,06	1 250 271,41	1 497 139,41	2 144 721,77	1 529 956,48	1 963 313,80	1 796 195,79	1 732 021,30	1 837 456,61	1 962 805,07	2 068 292,94	1 857 501,98
Чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	14 667 892	979 082	1 136 610	1 237 305	1 611 361	1 044 981	1 219 063	1 013 906	888 801	857 187	832 421	797 416	651 043
Накопленный поток денежной наличности	тыс.тг	30 561 538	979 082	2 229 353	3 726 493	5 871 215	7 401 171	9 364 485	11 160 681	12 892 702	14 730 159	16 692 964	18 761 257	20 618 759
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	14 667 892	979 082	2 115 692	3 352 998	4 964 359	6 009 340	7 228 403	8 242 309	9 131 110	9 988 297	10 820 718	11 618 134	12 269 177

Продолжение таблицы П.4.2.8

Составляющие	Ед.из м	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	6 432 233	6 290 424	5 721 591	5 671 056	5 187 128	4 689 109	4 387 784	4 186 991	4 023 849	3 867 439	3 717 466	3 573 651	3 566 673
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	4 058 396	4 042 539	4 034 034	3 969 985	3 832 889	3 581 301	3 553 112	3 376 790	3 411 014	3 473 611	3 550 855	3 643 313	3 801 528
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0	8 946	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	566 816	539 008	402 385	408 699	324 485	264 994	198 509	193 918	145 874	92 224	36 357	0	0
Итого отток средств	тыс.тг	4 705 053	4 656 861	4 444 273	4 390 171	4 157 374	3 846 296	3 751 621	3 570 708	3 556 888	3 565 836	3 587 211	3 643 313	3 801 528
Поток денежной наличности	тыс.тг	1 727 180,03	1 633 563,13	1 277 318,21	1 280 884,77	1 029 753,40	842 813,37	636 163,65	616 282,44	466 961,53	301 603,53	130 255,07	-69 662,42	-234 854,52
Чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	550 333	473 185	336 358	306 634	224 104	166 746	114 420	100 767	69 411	40 756	16 001	-7 780	-23 844
Накопленный поток денежной наличности	тыс.тг	22 345 939	23 979 502	25 256 820	26 537 705	27 567 458	28 410 272	29 046 435	29 662 718	30 129 679	30 431 283	30 561 538	30 491 875	29 803 761
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	12 819 510	13 292 695	13 629 053	13 935 687	14 159 791	14 326 537	14 440 957	14 541 724	14 611 135	14 651 890	14 667 892	14 660 112	13 791 547

Таблица П.8.1– Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по I объекту. Вариант 1

№№ п/п	Показатели	Годы																			
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	11,3	11,9	11,0	10,1	9,2	8,3	7,5	6,8	6,2	5,6	5,1	4,6	3,8	2,9	4,2	5,0	4,5	4,1	3,5	2,9
2	в том числе: из переходящих скважин	11,3	11,9	11,0	10,1	9,2	8,3	7,5	6,8	6,2	5,6	5,1	4,6	3,8	2,9	2,6	5,0	4,5	4,1	3,5	2,9
3	из новых скважин	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	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	9,4	9,0	0,0	0,0	0,0	6,2	5,7	5,1	4,1	3,7	3,4	3,1	3,8	2,9	4,2	5,0	4,5	4,1	3,5	2,9
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	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	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	183	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
15	в том числе: эксплуатационные скважины	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
16	вспомогательные и специальные скважины	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	1168,0	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	292,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	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	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	7,3	11,3	11,9	11,0	10,1	9,2	8,3	7,5	6,8	6,2	5,6	5,1	4,6	3,8	2,9	2,6	5,0	4,5	4,1	3,5
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	7,3	11,3	11,9	11,0	10,1	9,2	8,3	7,5	6,8	6,2	5,6	5,1	4,6	3,8	2,9	5,1	5,0	4,5	4,1	3,5
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,6	1,1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	11,3	11,9	11,0	10,1	9,2	8,3	7,5	6,8	6,2	5,6	5,1	4,6	3,8	2,9	2,6	5,0	4,5	4,1	3,5	2,9
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	4,0	0,6	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,8	-0,7	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,8	-0,9	-0,3	-0,2	-0,5	-0,4	-0,6	-0,6
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	55,1	5,6	-7,8	-8,1	-9,4	-9,4	-9,4	-9,4	-9,4	-9,3	-9,3	-9,3	-17,4	-24,1	-9,2	-3,6	-9,2	-9,2	-14,2	-18,0
25	Мощность новых скважин, тыс.т	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	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	2	2	3	3	3	3	2	2
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	6	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	2	2	3	3	3	3	2	2
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	5	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	23,0	23,4	23,4	23,1	22,4	21,6	20,7	20,5	21,4	23,0	22,3	21,7	21,0	20,4	19,3	19,0	18,9	20,5	20,4	20,2

Продолжение таблицы П.8.1

42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	23,0	23,4	23,4	23,1	22,4	21,6	20,7	20,5	21,4	23,0	22,3	21,7	21,0	20,4	19,8	19,0	18,9	20,5	20,4	20,2
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	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	16,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	50,7	56,1	59,7	62,5	64,9	67,0	68,8	71,4	75,2	79,1	80,5	81,8	82,9	83,9	79,4	78,4	80,2	83,4	84,2	84,4
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	50,7	56,1	59,7	62,5	64,9	67,0	68,8	71,4	75,2	79,1	80,5	81,8	82,9	83,9	84,9	78,4	80,2	83,4	84,2	84,4
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	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	48,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	11,4	10,3	9,4	8,7	7,9	7,1	6,5	5,8	5,3	4,8	4,4	4,0	3,6	3,3	4,0	4,1	3,7	3,4	3,2	3,2
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	11,4	10,3	9,4	8,7	7,9	7,1	6,5	5,8	5,3	4,8	4,4	4,0	3,6	3,3	3,0	4,1	3,7	3,4	3,2	3,2
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	40,5	42,8	40,5	38,2	37,0	37,4	38,7	37,1	35,6	31,0	24,7	29,3	33,3	32,5	34,2	30,6	25,3
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	22,9	27,2	27,4	27,0	26,1	25,2	24,1	23,9	25,0	26,8	26,1	25,3	22,3	17,9	20,4	22,9	22,7	24,7	22,3	18,4
51	в том числе: из переходящих скважин	22,9	27,2	27,4	27,0	26,1	25,2	24,1	23,9	25,0	26,8	26,1	25,3	22,3	17,9	17,4	22,9	22,7	24,7	22,3	18,4
52	из новых скважин	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	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	19,1	20,4	20,5	20,2	19,6	18,9	18,1	17,9	16,7	17,9	17,4	16,9	22,3	17,9	20,4	22,9	22,7	24,7	22,3	18,4
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	100,8	128,0	155,4	182,4	208,5	233,7	257,8	281,7	306,7	333,5	359,6	384,9	407,1	425,1	445,4	468,4	491,1	515,8	538,1	556,6
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	51,8	63,7	74,7	84,9	94,0	102,4	109,9	116,7	122,9	128,5	133,6	138,2	142,0	144,9	149,1	154,1	158,6	162,7	166,2	169,1
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,041	0,050	0,059	0,067	0,074	0,081	0,087	0,092	0,097	0,101	0,105	0,109	0,112	0,114	0,117	0,121	0,125	0,128	0,131	0,133
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	14,4	17,7	20,8	23,6	26,1	28,4	30,5	32,4	34,1	35,7	37,1	38,4	39,5	40,3	41,4	42,8	44,1	45,2	46,2	47,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,1	3,3	3,1	2,8	2,5	2,3	2,1	1,9	1,7	1,6	1,4	1,3	1,1	0,8	1,2	1,4	1,3	1,1	1,0	0,8
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	3,5	3,9	3,7	3,5	3,3	3,1	2,9	2,7	2,5	2,4	2,2	2,0	1,7	1,3	2,0	2,4	2,2	2,0	1,8	1,5
60	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	7,4	14,1	13,3	12,6	12,2	12,3	12,7	12,2	11,7	10,2	8,1	9,6	10,9	10,7	11,2	10,1	8,3
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	7,4	21,4	34,7	47,3	59,5	71,7	84,5	96,7	108,3	118,5	126,6	136,3	147,2	157,9	169,1	179,2	187,5
62	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	20,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	2,8	7,1	10,3	12,8	14,9	16,7	18,3	19,7	20,8	21,7	22,4	23,1	23,8	24,5	25,1	25,7	26,1
64	Газовый фактор, м³/т	247,5	239,8	232,5	225,3	218,4	211,7	205,2	198,9	192,8	186,8	181,1	175,5	170,1	164,9	159,8	154,9	150,1	145,5	141,1	136,7
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	2,800	2,866	2,561	2,281	2,003	1,760	1,546	1,358	1,193	1,049	0,921	0,810	0,648	0,477	0,671	0,768	0,676	0,595	0,495	0,394
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	8,016	10,882	13,443	15,724	17,728	19,487	21,033	22,392	23,585	24,634	25,555	26,365	27,013	27,490	28,161	28,929	29,605	30,200	30,696	31,089

Таблица П.8.2– Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по II объекту. Вариант 1

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	8,0	7,4	8,1	8,2	7,0	6,3	5,7	5,2	4,7	4,2	3,8	3,5	2,9	2,3	1,9
2	в том числе: из переходящих скважин	8,0	5,4	8,1	8,2	7,0	6,3	5,7	5,2	4,7	4,2	3,8	3,5	2,9	2,3	1,9
3	из новых скважин	0,0	2,0	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	механизированным способом	8,0	7,4	8,1	8,2	7,0	6,3	5,7	5,2	4,7	4,2	3,8	3,5	2,9	2,3	1,9
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	12,4	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
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	14,3	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
15	в том числе: эксплуатационные скважины	14,3	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
16	вспомогательные и специальные скважины	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
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	481,8	240,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	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
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	5,5	8,0	5,4	8,1	8,2	7,0	6,3	5,7	5,2	4,7	4,2	3,8	3,5	2,9	2,3
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,5	8,0	8,4	8,1	8,2	7,0	6,3	5,7	5,2	4,7	4,2	3,8	3,5	2,9	2,3
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,5	0,7	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	8,0	5,4	8,1	8,2	7,0	6,3	5,7	5,2	4,7	4,2	3,8	3,5	2,9	2,3	1,9
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	2,5	-2,6	-0,2	0,0	-1,2	-0,7	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,6	-0,5	-0,4
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	46,0	-32,6	-2,7	0,1	-14,2	-9,7	-9,6	-9,5	-9,4	-9,3	-9,2	-9,1	-17,7	-18,9	-18,0
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	1,3	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
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	0
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	0
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	0
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	12,8	13,0	13,9	15,7	14,3	13,5	13,1	12,5	12,0	11,6	11,3	11,0	11,8	13,6	16,1
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	12,8	11,9	13,9	15,7	14,3	13,5	13,1	12,5	12,0	11,6	11,3	11,0	11,8	13,6	16,1
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	17,9	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
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	31,6	34,0	42,5	49,3	52,0	54,2	57,4	59,4	61,9	64,3	66,6	68,8	71,6	74,7	76,8
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	31,6	35,1	42,5	49,3	52,0	54,2	57,4	59,4	61,9	64,3	66,6	68,8	71,6	74,7	76,8

Продолжение таблицы П.8.2

46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	30,8	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
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,8	8,6	8,0	8,0	6,8	6,2	5,6	5,1	4,6	4,2	3,8	3,4	3,4	3,5	3,7
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	8,8	7,7	8,0	8,0	6,8	6,2	5,6	5,1	4,6	4,2	3,8	3,4	3,4	3,5	3,7
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	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
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	11,7	11,2	14,2	16,1	14,6	13,8	13,4	12,7	12,3	11,9	11,5	11,2	10,1	9,2	8,2
51	в том числе: из переходящих скважин	11,7	8,3	14,2	16,1	14,6	13,8	13,4	12,7	12,3	11,9	11,5	11,2	10,1	9,2	8,2
52	из новых скважин	0,0	2,9	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
53	механизированным способом	11,7	11,2	14,2	16,1	14,6	13,8	13,4	12,7	12,3	11,9	11,5	11,2	10,1	9,2	8,2
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	25,3	36,5	50,7	66,8	81,3	95,1	108,5	121,3	133,5	145,4	156,9	168,2	178,3	187,5	195,8
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	21,7	29,1	37,2	45,4	52,4	58,7	64,4	69,6	74,3	78,5	82,4	85,8	88,7	91,1	93,0
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,028	0,037	0,047	0,058	0,067	0,075	0,082	0,089	0,095	0,100	0,105	0,109	0,113	0,116	0,119
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	23,3	31,3	40,0	48,8	56,3	63,1	69,3	74,8	79,8	84,4	88,5	92,3	95,4	97,9	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	8,6	8,0	8,8	8,8	7,5	6,8	6,1	5,6	5,0	4,6	4,1	3,8	3,1	2,5	2,1
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	10,1	10,4	12,7	14,6	14,7	15,6	16,6	18,1	20,0	22,6	26,6	32,8	40,3	54,7	98,8
60	Закачка воды, тыс.м³	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
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	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
62	Компенсация отборов: текущая, %	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
63	с начала разработки, %	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
64	Газовый фактор, м³/т	117,8	118,9	119,9	121,0	122,1	123,2	123,2	122,0	120,8	119,8	119,0	118,3	117,7	117,2	116,9
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,942	0,883	0,977	0,987	0,854	0,778	0,703	0,630	0,565	0,508	0,458	0,414	0,339	0,274	0,224
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	2,318	3,200	4,177	5,164	6,019	6,797	7,500	8,130	8,696	9,204	9,662	10,076	10,415	10,688	10,912

Таблица П.8.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по III объекту. Вариант 1

№№ п/п	Показатели	Годы																			
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,5	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	2,2	3,8	3,5	3,2	3,0	2,8	2,6	2,4	2,3	1,9	1,8	1,7
2	в том числе: из переходящих скважин	0,5	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	3,8	3,5	3,2	3,0	2,8	2,6	2,4	2,3	1,9	1,8	1,7
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	0,5	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	2,2	3,8	3,5	3,2	3,0	2,8	2,6	2,4	2,3	1,9	1,8	1,7
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
15	в том числе: эксплуатационные скважины	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
16	вспомогательные и специальные скважины	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	43,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,5	0,5	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	3,8	3,5	3,2	3,0	2,8	2,6	2,4	2,3	1,9	1,8
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,5	0,5	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,7	3,8	3,5	3,2	3,0	2,8	2,6	2,4	2,3	1,9	1,8
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	0,5	2,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	5,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,5	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	3,8	3,5	3,2	3,0	2,8	2,6	2,4	2,3	1,9	1,8	1,7
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	-0,2	0,3	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,3	-0,1	-0,1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,2	-46,4	121,7	-11,3	-11,3	-11,3	-11,3	-11,3	-11,3	418,3	-7,5	-7,5	-7,5	-7,4	-7,4	-7,4	-4,6	-14,0	-7,2	-7,2
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	11,7	10,6	9,5	8,6	7,7	7,0	6,5	6,3	15,1	19,5	21,1	22,2	23,1	23,8	24,4	26,1	28,0	29,5	31,4	31,7

Продолжение таблицы П.8.3

42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	11,7	10,6	9,5	8,6	7,7	7,0	6,5	6,3	5,9	19,5	21,1	22,2	23,1	23,8	24,4	26,1	28,0	29,5	31,4	31,7
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	46,8	47,8	48,4	49,6	50,3	51,3	53,6	57,2	49,8	58,7	64,6	68,9	72,3	75,2	77,6	79,7	81,6	82,5	84,0	85,3
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	46,8	47,8	48,4	49,6	50,3	51,3	53,6	57,2	60,0	58,7	64,6	68,9	72,3	75,2	77,6	79,7	81,6	82,5	84,0	85,3
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	48,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,2	5,5	4,9	4,3	3,8	3,4	3,0	2,7	7,6	8,1	7,5	6,9	6,4	5,9	5,5	5,3	5,1	5,1	5,0	4,7
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	6,2	5,5	4,9	4,3	3,8	3,4	3,0	2,7	2,4	8,1	7,5	6,9	6,4	5,9	5,5	5,3	5,1	5,1	5,0	4,7
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,8	0,5	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	4,4	9,1	9,9	10,4	10,8	11,1	11,4	11,7	12,3	11,1	11,2	11,4
51	в том числе: из переходящих скважин	0,8	0,5	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	9,1	9,9	10,4	10,8	11,1	11,4	11,7	12,3	11,1	11,2	11,4
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	0,8	0,5	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	4,4	9,1	9,9	10,4	10,8	11,1	11,4	11,7	12,3	11,1	11,2	11,4
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	30,9	31,4	32,4	33,4	34,2	35,0	35,7	36,4	40,8	49,9	59,8	70,2	80,9	92,1	103,5	115,2	127,5	138,6	149,8	161,2
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	14,5	14,7	15,3	15,7	16,2	16,5	16,9	17,2	19,4	23,1	26,6	29,9	32,8	35,6	38,2	40,5	42,8	44,7	46,5	48,2
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,019	0,019	0,020	0,021	0,021	0,022	0,022	0,023	0,026	0,031	0,035	0,039	0,043	0,047	0,050	0,054	0,057	0,059	0,062	0,064
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	14,6	14,9	15,4	15,9	16,3	16,7	17,0	17,3	19,6	23,4	26,9	30,2	33,2	36,0	38,6	41,0	43,2	45,2	47,0	48,7
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,5	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	2,2	3,8	3,5	3,3	3,0	2,8	2,6	2,4	2,3	2,0	1,8	1,7
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,5	0,3	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	2,7	4,7	4,6	4,5	4,3	4,2	4,0	3,9	3,9	3,5	3,3	3,2
60	Закачка воды, тыс.м³	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	Компенсация отборов: текущая, %	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
63	с начала разработки, %	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, м³/т	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,069	0,037	0,082	0,073	0,064	0,057	0,051	0,045	0,337	0,577	0,533	0,494	0,457	0,423	0,391	0,362	0,346	0,297	0,276	0,256
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	1,911	1,948	2,029	2,102	2,166	2,223	2,274	2,319	2,656	3,232	3,766	4,259	4,716	5,139	5,530	5,893	6,238	6,535	6,811	7,066

Таблица П.8.4 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по IV объекту. Вариант 1

№№ п/п	Показатели	Годы																	
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	5,2	4,8	4,3	3,9	3,5	3,1	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0	0,9	0,4
2	в том числе: из переходящих скважин	5,2	4,8	4,3	3,9	3,5	3,1	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0	0,9	0,4
3	из новых скважин	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	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	5,2	4,3	4,3	3,9	3,5	3,1	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0	0,9	0,4
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	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	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
15	в том числе: эксплуатационные скважины	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
16	вспомогательные и специальные скважины	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	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	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	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	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	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	3,9	5,2	4,8	4,3	3,9	3,5	3,1	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0	0,9
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,9	5,2	4,8	4,3	3,9	3,5	3,1	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0	0,9
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,3	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,5
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,2	4,8	4,3	3,9	3,5	3,1	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0	0,9	0,4
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	1,3	-0,4	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,5
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	34,8	-7,9	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-54,3
25	Мощность новых скважин, тыс.т	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	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	26,7	30,4	31,5	31,8	31,6	31,1	30,4	29,6	28,6	27,7	26,7	25,7	24,7	23,8	22,9	22,0	21,2	20,4

Продолжение таблицы П.8.4

42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	26,7	30,4	31,5	31,8	31,6	31,1	30,4	29,6	28,6	27,7	26,7	25,7	24,7	23,8	22,9	22,0	21,2	20,4
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	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	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	45,3	55,7	61,8	66,1	69,4	72,2	74,5	76,5	78,3	79,8	81,3	82,6	83,8	84,9	85,9	86,9	87,8	88,7
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	45,3	55,7	61,8	66,1	69,4	72,2	74,5	76,5	78,3	79,8	81,3	82,6	83,8	84,9	85,9	86,9	87,8	88,7
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	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	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	14,6	13,5	12,0	10,8	9,7	8,7	7,8	7,0	6,2	5,6	5,0	4,5	4,0	3,6	3,2	2,9	2,6	2,3
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	14,6	13,5	12,0	10,8	9,7	8,7	7,8	7,0	6,2	5,6	5,0	4,5	4,0	3,6	3,2	2,9	2,6	2,3
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /сут	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	0,0	0,0	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	9,5	10,9	11,3	11,4	11,3	11,1	10,9	10,6	10,2	9,9	9,5	9,2	8,8	8,5	8,2	7,9	7,6	3,7
51	в том числе: из переходящих скважин	9,5	10,9	11,3	11,4	11,3	11,1	10,9	10,6	10,2	9,9	9,5	9,2	8,8	8,5	8,2	7,9	7,6	3,7
52	из новых скважин	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	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	9,5	10,9	11,3	11,4	11,3	11,1	10,9	10,6	10,2	9,9	9,5	9,2	8,8	8,5	8,2	7,9	7,6	3,7
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	53,9	64,8	76,1	87,5	98,8	109,9	120,8	131,4	141,6	151,5	161,1	170,2	179,1	187,6	195,8	203,6	211,2	214,9
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	35,4	40,2	44,5	48,3	51,8	54,9	57,7	60,2	62,4	64,4	66,2	67,8	69,2	70,5	71,6	72,7	73,6	74,0
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,079	0,090	0,100	0,108	0,116	0,123	0,129	0,135	0,140	0,144	0,148	0,152	0,155	0,158	0,160	0,163	0,165	0,166
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	47,8	54,3	60,1	65,3	70,0	74,2	77,9	81,3	84,3	87,0	89,4	91,6	93,5	95,3	96,8	98,2	99,5	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	7,1	6,5	5,8	5,2	4,7	4,2	3,8	3,4	3,0	2,7	2,4	2,2	1,9	1,7	1,6	1,4	1,2	0,6
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	11,9	12,5	12,7	13,1	13,5	14,0	14,5	15,2	16,1	17,2	18,6	20,5	23,0	26,8	32,8	43,8	69,7	105,2
60	Закачка воды, тыс.м 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	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м 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	0,0	0,0	0,0	0,0
62	Компенсация отборов: текущая, %	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	0,0	0,0	0,0
63	с начала разработки, %	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	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, м ³ /т	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6
65	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,384	0,354	0,317	0,284	0,254	0,228	0,204	0,183	0,164	0,147	0,132	0,118	0,106	0,095	0,085	0,076	0,068	0,031
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	1,880	2,233	2,551	2,835	3,089	3,317	3,521	3,704	3,868	4,015	4,146	4,264	4,370	4,464	4,549	4,625	4,693	4,724

Таблица П.8.5 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по месторождению в целом. Вариант 1

№№ п/п	Показатели	Годы																			
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	25,0	24,4	24,0	22,6	20,0	18,1	16,4	14,8	15,3	15,6	14,2	12,9	11,1	9,3	9,8	8,4	7,7	6,5	5,3	4,6
2	в том числе: из переходящих скважин	25,0	22,4	24,0	22,6	20,0	18,1	16,4	14,8	15,3	15,6	14,2	12,9	11,1	9,3	9,8	8,4	7,7	6,5	5,3	4,6
3	из новых скважин	0,0	2,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	23,1	21,4	21,3	20,1	17,8	16,0	14,5	13,1	13,2	13,8	12,5	11,4	11,1	9,3	9,8	8,4	7,7	6,5	5,3	4,6
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	переводом с других объектов	6	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	12,4	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	0,0	0,0	0,0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	0,8	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	51,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2
14	в том числе: эксплуатационные скважины	51,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2
15	вспомогательные и специальные скважины	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	93,4	93,4	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	0,0	0,0
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	1,2	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	0,0	0,0
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	17,1	25,0	22,4	24,0	22,6	20,0	18,1	16,4	14,8	15,3	15,6	14,2	12,9	11,1	9,3	9,8	8,4	7,7	6,5	5,3
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	17,1	25,0	23,6	24,0	22,6	20,0	18,1	16,4	14,8	15,3	15,6	14,2	12,9	11,1	9,3	9,8	8,4	7,7	6,5	5,3
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,5	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	1,1	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	25,0	22,4	24,0	22,6	20,0	18,1	16,4	14,8	15,3	15,6	14,2	12,9	11,1	9,3	9,8	8,4	7,7	6,5	5,3	4,6
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	7,9	-2,6	0,5	-1,4	-2,6	-1,9	-1,8	-1,6	0,5	0,3	-1,4	-1,3	-1,8	-1,8	0,5	-1,5	-0,7	-1,2	-1,1	-0,8
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	46,1	-10,4	1,9	-5,8	-11,3	-9,7	-9,7	-9,6	3,6	2,1	-9,0	-9,0	-14,1	-16,5	5,9	-14,9	-8,0	-16,0	-17,7	-14,3
24	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,5	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	0,0	0,0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0	1	1	1	0
26	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	7	7	6	6	5	4	3	3
28	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	7	7	6	6	5	4	3	3
30	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	6	6	5	4	3	3
32	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	из прочих категорий	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	19,2	20,5	20,3	20,8	19,9	19,1	18,5	18,0	18,3	19,2	18,9	18,6	19,0	19,7	20,1	18,2	18,3	18,9	18,8	18,6

Продолжение таблицы П.8.5

41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	19,2	20,7	20,3	20,8	19,9	19,1	18,5	18,0	18,3	19,2	18,9	18,6	19,0	19,7	20,1	18,2	18,3	18,9	18,8	18,6
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	17,9	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	0,0	0,0	0,0
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	44,5	51,0	55,4	59,2	62,1	64,4	66,7	69,2	70,5	72,9	75,1	76,9	78,6	80,2	79,6	80,3	82,0	83,7	84,2	84,7
44	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	44,5	52,2	55,4	59,2	62,1	64,4	66,7	69,2	70,5	72,9	75,1	76,9	78,6	80,2	79,6	80,3	82,0	83,7	84,2	84,7
45	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	30,8	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	0,0	0,0	0,0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	10,7	10,1	9,0	8,5	7,5	6,8	6,2	5,6	5,4	5,2	4,7	4,3	4,1	3,9	4,1	3,6	3,3	3,1	3,0	2,8
47	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	10,7	9,9	9,0	8,5	7,5	6,8	6,2	5,6	5,4	5,2	4,7	4,3	4,1	3,9	4,1	3,6	3,3	3,1	3,0	2,8
48	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	40,5	42,8	40,5	38,2	37,0	37,4	38,7	37,1	35,6	31,0	24,7	29,3	33,3	32,5	34,2	30,6	25,3
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	45,0	49,8	53,8	55,4	52,9	50,9	49,1	47,9	51,9	57,7	57,0	56,1	52,0	46,8	48,2	42,5	42,6	39,6	33,5	29,8
50	в том числе: из переходящих скважин	45,0	46,9	53,8	55,4	52,9	50,9	49,1	47,9	51,9	57,7	57,0	56,1	52,0	46,8	48,2	42,5	42,6	39,6	33,5	29,8
51	из новых скважин	0,0	2,9	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	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	41,2	43,0	47,0	48,6	46,4	44,6	43,1	41,9	43,6	48,8	48,3	47,6	52,0	46,8	48,2	42,5	42,6	39,6	33,5	29,8
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	210,9	260,7	314,6	369,9	422,8	473,7	522,8	570,7	622,6	680,4	737,4	793,5	845,5	892,2	940,5	982,9	1025,6	1065,1	1098,7	1128,5
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	123,3	147,7	171,7	194,3	214,4	232,5	248,8	263,6	278,9	294,5	308,8	321,7	332,8	342,1	351,9	360,3	368,0	374,4	379,7	384,3
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,038	0,045	0,053	0,060	0,066	0,071	0,076	0,081	0,086	0,090	0,095	0,099	0,102	0,105	0,108	0,111	0,113	0,115	0,117	0,118
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	19,7	23,6	27,4	31,0	34,2	37,1	39,8	42,1	44,6	47,1	49,3	51,4	53,2	54,6	56,2	57,6	58,8	59,8	60,7	61,4
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,0	3,9	3,8	3,6	3,2	2,9	2,6	2,4	2,4	2,5	2,3	2,1	1,8	1,5	1,6	1,3	1,2	1,0	0,8	0,7
58	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	4,7	4,9	5,0	5,0	4,6	4,4	4,2	3,9	4,2	4,5	4,3	4,1	3,7	3,2	3,5	3,1	2,9	2,5	2,1	1,8
59	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	7,4	14,1	13,3	12,6	12,2	12,3	12,7	12,2	11,7	10,2	8,1	9,6	10,9	10,7	11,2	10,1	8,3
60	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	7,4	21,4	34,7	47,3	59,5	71,7	84,5	96,7	108,3	118,5	126,6	136,3	147,2	157,9	169,1	179,2	187,5
	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	9,7	19,8	19,8	19,8	20,0	18,9	17,9	17,7	17,6	16,7	15,0	17,2	22,4	22,1	25,4	27,0	25,2
	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	1,3	3,4	5,0	6,3	7,3	8,1	8,9	9,5	10,0	10,3	10,5	10,8	11,3	11,7	12,1	12,5	12,8
61	Газовый фактор, м³/т	167,9	169,5	164,0	160,3	158,4	155,9	153,1	150,0	147,7	146,0	143,8	141,8	139,4	136,7	139,5	144,3	141,7	143,0	145,1	142,6
62	Добыча нефтяного газа, млн.м³	4,195	4,140	3,936	3,625	3,176	2,823	2,504	2,216	2,260	2,280	2,045	1,835	1,549	1,268	1,371	1,206	1,090	0,923	0,771	0,649
63	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	14,124	18,264	22,200	25,825	29,001	31,824	34,329	36,545	38,804	41,085	43,129	44,964	46,513	47,781	49,152	50,358	51,448	52,372	53,142	53,792

Таблица П.8.6 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по I объекту. Вариант 3

№ № п/п	Показатели	Годы																								
		202 3	2024	202 5	202 6	202 7	2028	2029	2030	2031	203 2	2033	203 4	2035	2036	203 7	2038	203 9	204 0	204 1	2042	204 3	204 4	204 5	204 6	204 7
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	11,3	11,9	11,0	10,1	12,3	17,7	22,9	25,6	24,1	21,8	19,6	17,7	15,7	13,7	14,0	13,7	12,5	11,5	10,4	9,3	8,5	7,9	7,2	6,6	6,1
2	в том числе: из переходящих скважин	11,3	11,9	11,0	10,1	9,2	14,5	19,6	24,4	24,1	21,8	19,6	17,7	15,7	13,7	12,4	13,7	12,5	11,5	10,4	9,3	8,5	7,9	7,2	6,6	6,1
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	3,3	3,3	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	9,4	11,9	11,0	10,1	12,3	17,7	22,9	25,6	24,1	21,8	19,6	17,7	15,7	13,7	14,0	13,7	12,5	11,5	10,4	9,3	8,5	7,9	7,2	6,6	6,1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	4	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	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	из консервации	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	из прочих категорий	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	переводом с других объектов	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	19,3	20,0	19,9	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	164	164	164	164	0	0	0	0	0	0	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	2,1	-	-	-	2,1	2,1	2,1	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	20,7	20,7	20,7	20,7	22,7	24,8	26,8	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9
15	в том числе: эксплуатационные скважины	20,7	20,7	20,7	20,7	22,7	24,8	26,8	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9
16	вспомогательные и специальные скважины	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	1168,0	0,0	0,0	0,0	292,0	292,0	292,0	292,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	292,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	5,8	5,8	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	7,3	11,3	11,9	11,0	10,1	9,2	14,5	19,6	24,4	24,1	21,8	19,6	17,7	15,7	13,7	12,4	13,7	12,5	11,5	10,4	9,3	8,5	7,9	7,2	6,6
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	7,3	11,3	11,9	11,0	10,1	14,8	20,3	25,5	26,5	24,1	21,8	19,6	17,7	15,7	13,7	14,9	13,7	12,5	11,5	10,4	9,3	8,5	7,9	7,2	6,6
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,6	1,1	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	11,3	11,9	11,0	10,1	9,2	14,5	19,6	24,4	24,1	21,8	19,6	17,7	15,7	13,7	12,4	13,7	12,5	11,5	10,4	9,3	8,5	7,9	7,2	6,6	6,1
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	4,0	0,6	-0,9	-0,9	-0,9	-0,3	-0,7	-1,0	-2,4	-2,3	-2,2	-1,9	-2,0	-2,0	-1,3	-1,2	-1,2	-1,0	-1,1	-1,1	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6	-0,5
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	55,1	5,6	-7,8	-8,1	-9,4	-2,4	-3,3	-4,0	-9,1	-9,7	-10,2	-9,6	-11,1	-12,9	-9,5	-7,8	-8,9	-7,9	-9,7	-10,9	-7,8	-7,9	-8,8	-7,8	-7,8
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	2,6	2,6	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	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
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	4	4	4	5	6	7	8	7	7	6	6	5	5	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5
29	в том числе нагнетательных в отработке	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
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	6	4	4	4	5	6	7	8	7	7	6	6	5	5	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	5	4	4	4	5	6	7	8	7	7	6	6	5	5	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	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

Продолжение таблицы П.8.6

35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
36	из прочих категорий	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	1	2	3	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	1	2	3	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	23,0	23,4	23,4	23,1	24,5	28,6	32,6	35,3	36,4	37,9	37,9	37,2	37,0	37,1	34,4	32,5	31,8	32,4	32,6	33,3	33,0	32,8	37,0	36,9	37,0
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	23,0	23,4	23,4	23,1	22,4	27,3	31,5	36,4	36,4	37,9	37,9	37,2	37,0	37,1	35,9	32,5	31,8	32,4	32,6	33,3	33,0	32,8	37,0	36,9	37,0
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	39,4	40,0	44,3	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	50,7	56,1	59,7	62,5	62,2	63,0	65,3	69,4	73,9	77,4	79,6	81,3	82,5	83,6	83,3	83,6	84,7	86,2	87,0	87,8	88,7	89,5	90,1	90,8	91,5
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	50,7	56,1	59,7	62,5	64,9	65,1	66,5	69,6	73,9	77,4	79,6	81,3	82,5	83,6	84,6	83,6	84,7	86,2	87,0	87,8	88,7	89,5	90,1	90,8	91,5
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	51,0	50,0	55,0	65,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	48,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	11,4	10,3	9,4	8,7	9,3	10,6	11,3	10,8	9,5	8,6	7,7	7,0	6,5	6,1	5,7	5,3	4,9	4,5	4,2	4,1	3,7	3,5	3,7	3,4	3,1
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	11,4	10,3	9,4	8,7	7,9	9,5	10,6	11,1	9,5	8,6	7,7	7,0	6,5	6,1	5,5	5,3	4,9	4,5	4,2	4,1	3,7	3,5	3,7	3,4	3,1
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м3/сут	0,0	0,0	0,0	81,0	52,6	62,4	75,7	79,0	80,6	81,7	80,2	78,0	73,5	76,3	91,6	92,1	105,1	135,1	129,4	121,6	119,8	118,2	116,8	115,7	114,9
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	22,9	27,2	27,4	27,0	32,6	48,0	66,0	83,7	92,4	96,2	96,0	94,4	89,7	83,4	83,6	83,7	81,9	83,2	80,3	75,9	75,3	74,9	72,2	72,1	72,2
51	в том числе: из переходящих скважин	22,9	27,2	27,4	27,0	26,1	41,4	58,7	80,3	92,4	96,2	96,0	94,4	89,7	83,4	80,6	83,7	81,9	83,2	80,3	75,9	75,3	74,9	72,2	72,1	72,2
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5	6,6	7,3	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	19,1	27,2	27,4	27,0	32,6	48,0	66,0	83,7	92,4	96,2	96,0	94,4	89,7	83,4	83,6	83,7	81,9	83,2	80,3	75,9	75,3	74,9	72,2	72,1	72,2
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	100,8	128,0	155,4	182,4	215,0	262,9	328,9	412,6	505,0	601,1	697,1	791,5	881,3	964,6	1048,2	1131,9	1213,8	1297,0	1377,3	1453,2	1528,6	1603,4	1675,6	1747,7	1819,9
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	51,8	63,7	74,7	84,9	97,2	115,0	137,9	163,5	187,6	209,4	228,9	246,6	262,3	276,0	289,9	303,7	316,2	327,7	338,1	347,4	356,0	363,8	371,0	377,6	383,7
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,041	0,050	0,059	0,067	0,077	0,091	0,109	0,129	0,148	0,165	0,180	0,194	0,207	0,217	0,228	0,239	0,249	0,258	0,266	0,274	0,280	0,286	0,292	0,297	0,302
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	14,4	17,7	20,8	23,6	27,0	31,9	38,3	45,4	52,1	58,2	63,6	68,5	72,9	76,7	80,5	84,4	87,8	91,0	93,9	96,5	98,9	101,1	103,1	104,9	106,6
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,1	3,3	3,1	2,8	3,4	4,9	6,4	7,1	6,7	6,0	5,4	4,9	4,4	3,8	3,9	3,8	3,5	3,2	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	3,5	3,9	3,7	3,5	4,5	6,8	9,4	11,5	12,3	12,6	13,0	13,5	13,8	14,0	16,6	19,6	22,2	26,3	32,3	42,4	67,9	195,1	-187,1	-60,1	-34,6
60	Закачка воды, тыс.м3	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м3	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	Компенсация отборов: текущая, %	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
63	с начала разработки, %	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, м3/т	247,5	239,8	232,5	225,3	218,4	211,7	205,2	198,9	192,8	186,8	181,1	175,5	170,1	164,9	159,8	154,9	150,1	145,5	141,1	136,7	132,5	128,4	124,5	120,7	117,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.м3	2,800	2,866	2,561	2,281	2,695	3,756	4,702	5,093	4,649	4,068	3,541	3,102	2,672	2,256	2,230	2,128	1,879	1,677	1,468	1,268	1,133	1,012	0,894	0,799	0,714
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	8,016	10,882	13,443	15,724	18,420	22,176	26,877	31,971	36,619	40,688	44,229	47,330	50,002	52,258	54,489	56,617	58,496	60,174	61,642	62,910	64,043	65,054	65,949	66,748	67,462

Таблица П.8.7 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по II объекту. Вариант 3

№№ п/п	Показатели	Годы																									
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	8,0	7,4	8,1	8,2	7,0	6,3	5,7	5,2	4,7	4,2	3,8	3,5	2,9	2,3	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
2	в том числе: из переходящих скважин	8,0	5,4	8,1	8,2	7,0	6,3	5,7	5,2	4,7	4,2	3,8	3,5	2,9	2,3	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3	из новых скважин	0,0	2,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
4	механизированным способом	8,0	7,4	8,1	8,2	7,0	6,3	5,7	5,2	4,7	4,2	3,8	3,5	2,9	2,3	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	из разведочного бурения	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	из консервации	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	из прочих категорий	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	переводом с других объектов	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	12,4	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	14,3	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	
15	в том числе: эксплуатационные скважины	14,3	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	
16	вспомогательные и специальные скважины	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	481,8	240,9	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	5,5	8,0	5,4	8,1	8,2	7,0	6,3	5,7	5,2	4,7	4,2	3,8	3,5	2,9	2,3	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,5	8,0	8,4	8,1	8,2	7,0	6,3	5,7	5,2	4,7	4,2	3,8	3,5	2,9	2,3	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,5	0,7	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	8,0	5,4	8,1	8,2	7,0	6,3	5,7	5,2	4,7	4,2	3,8	3,5	2,9	2,3	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	2,5	-2,6	-0,2	0,0	-1,2	-0,7	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,6	-0,5	-0,4	-1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	46,0	-32,6	-2,7	0,1	-14,2	-9,7	-9,6	-9,5	-9,4	-9,3	-9,2	-9,1	-17,7	-18,9	-18,0	-100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	1,3	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
27	в том числе: под закачку	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	
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
29	в том числе нагнетательных в отработке	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	
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	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	
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	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	
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	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	
35	переводом под закачку	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	
36	из прочих категорий	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	
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	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	
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	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	
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	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	

Продолжение таблицы П.8.7

40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	12,8	13,0	13,9	15,7	14,3	13,5	13,1	12,5	12,0	11,6	11,3	11,0	11,8	13,6	16,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	12,8	11,9	13,9	15,7	14,3	13,5	13,1	12,5	12,0	11,6	11,3	11,0	11,8	13,6	16,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	17,9	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	31,6	34,0	42,5	49,3	52,0	54,2	57,4	59,4	61,9	64,3	66,6	68,8	71,6	74,7	76,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	31,6	35,1	42,5	49,3	52,0	54,2	57,4	59,4	61,9	64,3	66,6	68,8	71,6	74,7	76,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	30,8	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,8	8,6	8,0	8,0	6,8	6,2	5,6	5,1	4,6	4,2	3,8	3,4	3,4	3,5	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	8,8	7,7	8,0	8,0	6,8	6,2	5,6	5,1	4,6	4,2	3,8	3,4	3,4	3,5	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	11,7	11,2	14,2	16,1	14,6	13,8	13,4	12,7	12,3	11,9	11,5	11,2	10,1	9,2	8,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
51	в том числе: из переходящих скважин	11,7	8,3	14,2	16,1	14,6	13,8	13,4	12,7	12,3	11,9	11,5	11,2	10,1	9,2	8,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	из новых скважин	0,0	2,9	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
53	механизированным способом	11,7	11,2	14,2	16,1	14,6	13,8	13,4	12,7	12,3	11,9	11,5	11,2	10,1	9,2	8,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	25,3	36,5	50,7	66,8	81,3	95,1	108,5	121,3	133,5	145,4	156,9	168,2	178,3	187,5	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	21,7	29,1	37,2	45,4	52,4	58,7	64,4	69,6	74,3	78,5	82,4	85,8	88,7	91,1	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,028	0,037	0,047	0,058	0,067	0,075	0,082	0,089	0,095	0,100	0,105	0,109	0,113	0,116	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	23,3	31,3	40,0	48,8	56,3	63,1	69,3	74,8	79,8	84,4	88,5	92,3	95,4	97,9	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	8,6	8,0	8,8	8,8	7,5	6,8	6,1	5,6	5,0	4,6	4,1	3,8	3,1	2,5	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	10,1	10,4	12,7	14,6	14,7	15,6	16,6	18,1	20,0	22,6	26,6	32,8	40,3	54,7	98,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка воды, тыс.м³	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
62	Компенсация отборов: текущая, %	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
63	с начала разработки, %	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
64	Газовый фактор, м³/т	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,942	0,875	0,960	0,961	0,824	0,744	0,673	0,608	0,551	0,500	0,454	0,412	0,339	0,275	0,226	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	2,318	3,192	4,152	5,113	5,937	6,681	7,354	7,962	8,514	9,013	9,467	9,879	10,218	10,493	10,719	10,719	10,719	10,719	10,719	10,719	10,719	10,719	10,719	10,719	

Таблица П.8.8 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по III объекту. Вариант 3

№№ п/п	Показатели	Годы																								
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,5	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	2,2	3,8	6,2	8,5	7,9	7,5	6,9	6,4	6,0	5,5	5,1	4,7	4,4	4,1	3,8	3,5	3,3
2	в том числе: из переходящих скважин	0,5	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	3,8	3,5	8,5	7,9	7,5	6,9	6,4	6,0	5,5	5,1	4,7	4,4	4,1	3,8	3,5	3,3
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	2,7	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	механизированным способом	0,5	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	2,2	3,8	6,2	8,5	7,9	7,5	6,9	6,4	6,0	5,5	5,1	4,7	4,4	4,1	3,8	3,5	3,3
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	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	из разведочного бурения	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	из консервации	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	из прочих категорий	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	переводом с других объектов	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,7	0,0	16,3	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
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	183	0	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
15	в том числе: эксплуатационные скважины	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
16	вспомогательные и специальные скважины	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	43,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43,8	0,0	43,8	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
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,7	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
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,5	0,5	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	3,8	3,5	8,5	7,9	7,5	6,9	6,4	6,0	5,5	5,1	4,7	4,4	4,1	3,8	3,5
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,5	0,5	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,7	3,8	4,2	8,5	7,9	7,5	6,9	6,4	6,0	5,5	5,1	4,7	4,4	4,1	3,8	3,5
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	0,5	2,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	5,2	0,9	2,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,5	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	3,8	3,5	8,5	7,9	7,5	6,9	6,4	6,0	5,5	5,1	4,7	4,4	4,1	3,8	3,5	3,3
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	-0,2	0,3	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	-0,3	4,3	-0,6	-0,4	-0,5	-0,5	-0,4	-0,6	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,2	-46,4	121,7	-11,3	-11,3	-11,3	-11,3	-11,3	-11,3	418,3	-7,5	101,9	-7,1	-5,3	-7,1	-7,1	-6,1	-9,6	-7,0	-7,0	-7,0	-7,0	-7,0	-7,0	-7,0
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,3	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
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	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
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1
29	в том числе нагнетательных в отработке	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
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	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
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	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
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	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
35	переводом под закачку	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

Продолжение таблицы П.8.8

36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	11,7	10,6	9,5	8,6	7,7	7,0	6,5	6,3	15,1	19,5	25,0	31,0	33,5	35,7	37,4	39,9	42,1	45,2	47,9	49,2	50,7	52,3	54,2	56,3	58,8
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	11,7	10,6	9,5	8,6	7,7	7,0	6,5	6,3	5,9	19,5	21,1	31,0	33,5	35,7	37,4	39,9	42,1	45,2	47,9	49,2	50,7	52,3	54,2	56,3	58,8
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,5	0,0	36,2	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	
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	46,8	47,8	48,4	49,6	50,3	51,3	53,6	57,2	49,8	58,7	61,0	66,4	71,1	74,7	77,5	80,0	82,0	83,6	85,2	86,6	87,9	89,1	90,2	91,2	92,2
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	46,8	47,8	48,4	49,6	50,3	51,3	53,6	57,2	60,0	58,7	64,6	66,4	71,1	74,7	77,5	80,0	82,0	83,6	85,2	86,6	87,9	89,1	90,2	91,2	92,2
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	48,0	0,0	55,0	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	
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,2	5,5	4,9	4,3	3,8	3,4	3,0	2,7	7,6	8,1	9,8	10,4	9,7	9,0	8,4	8,0	7,6	7,4	7,1	6,6	6,1	5,7	5,3	4,9	4,6
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	6,2	5,5	4,9	4,3	3,8	3,4	3,0	2,7	2,4	8,1	7,5	10,4	9,7	9,0	8,4	8,0	7,6	7,4	7,1	6,6	6,1	5,7	5,3	4,9	4,6
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,8	0,5	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	4,4	9,1	15,8	25,3	27,3	29,5	30,9	32,1	33,6	33,3	34,2	35,2	36,3	37,4	38,7	40,3	42,1
51	в том числе: из переходящих скважин	0,8	0,5	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	9,1	9,9	25,3	27,3	29,5	30,9	32,1	33,6	33,3	34,2	35,2	36,3	37,4	38,7	40,3	42,1
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	0,0	5,9	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	
53	механизированным способом	0,8	0,5	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	4,4	9,1	15,8	25,3	27,3	29,5	30,9	32,1	33,6	33,3	34,2	35,2	36,3	37,4	38,7	40,3	42,1
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	30,9	31,4	32,4	33,4	34,2	35,0	35,7	36,4	40,8	49,9	65,7	91,0	118,3	147,7	178,6	210,7	244,3	277,6	311,8	347,0	383,3	420,7	459,5	499,8	541,8
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	14,5	14,7	15,3	15,7	16,2	16,5	16,9	17,2	19,4	23,1	29,3	37,8	45,7	53,1	60,0	66,5	72,5	78,0	83,1	87,8	92,2	96,2	100,0	103,6	106,8
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,019	0,019	0,020	0,021	0,021	0,022	0,022	0,023	0,026	0,031	0,039	0,050	0,060	0,070	0,079	0,088	0,096	0,103	0,110	0,116	0,122	0,127	0,132	0,137	0,141
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	14,6	14,9	15,4	15,9	16,3	16,7	17,0	17,3	19,6	23,4	29,6	38,2	46,1	53,7	60,7	67,2	73,3	78,8	83,9	88,7	93,1	97,2	101,1	104,6	107,9
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,5	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	2,2	3,8	6,2	8,6	8,0	7,5	7,0	6,5	6,1	5,5	5,1	4,8	4,4	4,1	3,8	3,6	3,3
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,5	0,3	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	2,7	4,7	8,1	12,2	12,9	14,0	15,1	16,5	18,6	20,6	24,2	29,6	39,1	59,7	137,8	-339,0	-71,8
60	Закачка воды, тыс.м³	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
62	Компенсация отборов: текущая, %	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
63	с начала разработки, %	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
64	Газовый фактор, м³/т	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	152,9	
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,069	0,037	0,082	0,073	0,064	0,057	0,051	0,045	0,337	0,577	0,942	1,297	1,204	1,140	1,059	0,983	0,924	0,835	0,776	0,721	0,671	0,623	0,579	0,539	0,501
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	1,911	1,948	2,029	2,102	2,166	2,223	2,274	2,319	2,656	3,232	4,175	5,472	6,676	7,816	8,875	9,858	10,782	11,617	12,393	13,114	13,785	14,408	14,988	15,526	16,027

Таблица П.8.9 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по IV объекту. Вариант 3

№ № п/п	Показатели	Годы																								
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	5,2	4,8	4,3	3,9	3,5	3,1	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0	0,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	в том числе: из переходящих скважин	5,2	4,8	4,3	3,9	3,5	3,1	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0	0,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	из новых скважин	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	4,7	4,3	4,3	3,9	3,5	3,1	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0	0,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	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	в том числе: из эксплуатационного бурения	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	из разведочного бурения	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	из консервации	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	из прочих категорий	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	переводом с других объектов	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
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	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
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
15	в том числе: эксплуатационные скважины	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
16	вспомогательные и специальные скважины	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	3,9	5,2	4,8	4,3	3,9	3,5	3,1	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0	0,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,9	5,2	4,8	4,3	3,9	3,5	3,1	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0	0,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,3	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,2	4,8	4,3	3,9	3,5	3,1	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0	0,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	1,3	-0,4	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,5	-0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	34,8	-7,9	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-54,3	-100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Мощность новых скважин, тыс.т	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	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
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
29	в том числе нагнетательных в отработке	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
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	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
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	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
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	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
35	переводом под закачку	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
36	из прочих категорий	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
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	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

Продолжение таблицы П.8.9

38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	26,7	30,4	31,5	31,8	31,6	31,1	30,4	29,6	28,6	27,7	26,7	25,7	24,7	23,8	22,9	22,0	21,2	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	26,7	30,4	31,5	31,8	31,6	31,1	30,4	29,6	28,6	27,7	26,7	25,7	24,7	23,8	22,9	22,0	21,2	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	45,3	55,7	61,8	66,1	69,4	72,2	74,5	76,5	78,3	79,8	81,3	82,6	83,8	84,9	85,9	86,9	87,8	88,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	45,3	55,7	61,8	66,1	69,4	72,2	74,5	76,5	78,3	79,8	81,3	82,6	83,8	84,9	85,9	86,9	87,8	88,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	14,6	13,5	12,0	10,8	9,7	8,7	7,8	7,0	6,2	5,6	5,0	4,5	4,0	3,6	3,2	2,9	2,6	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	14,6	13,5	12,0	10,8	9,7	8,7	7,8	7,0	6,2	5,6	5,0	4,5	4,0	3,6	3,2	2,9	2,6	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	9,5	10,9	11,3	11,4	11,3	11,1	10,9	10,6	10,2	9,9	9,5	9,2	8,8	8,5	8,2	7,9	7,6	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
51	в том числе: из переходящих скважин	9,5	10,9	11,3	11,4	11,3	11,1	10,9	10,6	10,2	9,9	9,5	9,2	8,8	8,5	8,2	7,9	7,6	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	из новых скважин	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
53	механизированным способом	9,5	10,9	11,3	11,4	11,3	11,1	10,9	10,6	10,2	9,9	9,5	9,2	8,8	8,5	8,2	7,9	7,6	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	53,9	64,8	76,1	87,5	98,8	109,9	120,8	131,4	141,6	151,5	161,1	170,2	179,1	187,6	195,8	203,6	211,2	214,9	214,9	214,9	214,9	214,9	214,9	214,9
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	35,4	40,2	44,5	48,3	51,8	54,9	57,7	60,2	62,4	64,4	66,2	67,8	69,2	70,5	71,6	72,7	73,6	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,079	0,090	0,100	0,108	0,116	0,123	0,129	0,135	0,140	0,144	0,148	0,152	0,155	0,158	0,160	0,163	0,165	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	47,8	54,3	60,1	65,3	70,0	74,2	77,9	81,3	84,3	87,0	89,4	91,6	93,5	95,3	96,8	98,2	99,5	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	7,1	6,5	5,8	5,2	4,7	4,2	3,8	3,4	3,0	2,7	2,4	2,2	1,9	1,7	1,6	1,4	1,2	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	11,9	12,5	12,7	13,1	13,5	14,0	14,5	15,2	16,1	17,2	18,6	20,5	23,0	26,8	32,8	43,8	69,7	105,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка воды, тыс.м³	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
62	Компенсация отборов: текущая, %	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
63	с начала разработки, %	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
64	Газовый фактор, м³/т	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,384	0,354	0,317	0,284	0,254	0,228	0,204	0,183	0,164	0,147	0,132	0,118	0,106	0,095	0,085	0,076	0,068	0,031	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	1,880	2,233	2,551	2,835	3,089	3,317	3,521	3,704	3,868	4,015	4,146	4,264	4,370	4,464	4,549	4,625	4,693	4,724	4,724	4,724	4,724	4,724	4,724	

Таблица П.8.10 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по месторождению в целом. Вариант 3

№№ п/п	Показатели	Годы																									
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	25,0	24,4	24,0	22,6	23,2	27,5	31,7	33,6	33,2	31,8	31,4	31,3	27,9	24,8	23,9	21,2	19,5	17,4	15,5	14,0	12,9	12,0	11,0	10,1	9,4	
2	в том числе: из переходящих скважин	25,0	22,4	24,0	22,6	20,0	24,2	28,5	32,4	33,2	31,8	31,4	31,3	27,9	24,8	23,9	21,2	19,5	17,4	15,5	14,0	12,9	12,0	11,0	10,1	9,4	
3	из новых скважин	0,0	2,0	0,0	0,0	3,2	3,3	3,3	1,2	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	0,0	0,0	
4	механизированным способом	23,1	24,4	24,0	22,6	23,2	27,5	31,7	33,6	33,2	31,8	31,4	31,3	27,9	24,8	23,9	21,2	19,5	17,4	15,5	14,0	12,9	12,0	11,0	10,1	9,4	
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	из разведочного бурения	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	из консервации	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	из прочих категорий	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	
	переводом с других объектов	6	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	12,4	0,0	0,0	19,3	20,0	19,9	7,1	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	0,0	0,0	0,0	
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	164	0	0	164	164	164	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
12	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	0,8	0,8	-	-	0,8	0,8	0,8	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
13	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	51,2	53,2	53,2	53,2	55,3	57,3	59,4	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	
14	в том числе: эксплуатационные скважины	51,2	53,2	53,2	53,2	55,3	57,3	59,4	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	
15	вспомогательные и специальные скважины	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	93,4	93,4	0,0	0,0	93,4	93,4	93,4	93,4	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	0,0	
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	1,8	1,9	1,9	0,7	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	0,0	
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	17,1	25,0	22,4	24,0	22,6	20,0	24,2	28,5	32,4	33,2	31,8	31,4	31,3	27,9	24,8	23,9	21,2	19,5	17,4	15,5	14,0	12,9	12,0	11,0	10,1	
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	17,1	25,0	23,6	24,0	22,6	21,9	26,1	30,3	33,1	33,2	31,8	31,4	31,3	27,9	24,8	23,9	21,2	19,5	17,4	15,5	14,0	12,9	12,0	11,0	10,1	
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,5	0,9	1,0	0,9	0,9	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	25,0	22,4	24,0	22,6	20,0	24,2	28,5	32,4	33,2	31,8	31,4	31,3	27,9	24,8	23,9	21,2	19,5	17,4	15,5	14,0	12,9	12,0	11,0	10,1	9,4	
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	7,9	-2,6	0,5	-1,4	-2,6	2,4	2,3	2,1	0,2	-1,4	-0,4	-0,1	-3,4	-3,1	-0,8	-2,7	-1,7	-2,1	-1,9	-1,5	-1,1	-1,0	-1,0	-0,8	-0,8	
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	46,1	-10,4	1,9	-5,8	-11,3	11,0	9,0	6,8	0,5	-4,3	-1,3	-0,3	-10,7	-11,2	-3,3	-11,5	-8,1	-10,6	-11,1	-9,6	-7,6	-7,6	-8,2	-7,5	-7,6	
24	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,5	0,0	0,0	0,8	0,8	0,8	0,3	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	0,0	0,0	0,0	
25	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0	1	1	1	0	1	0	0	0	0	
26	в том числе: под закачку	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	
27	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	10	9	9	9	10	11	12	13	13	13	13	13	11	11	10	10	9	8	7	7	6	6	6	6	6	
28	в том числе нагнетательных в отработке	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	
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	10	9	9	9	10	11	12	13	13	13	13	13	11	11	10	10	9	8	7	7	6	6	6	6	6	
30	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
31	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	9	9	9	9	10	11	12	13	13	13	13	13	11	11	10	10	9	8	7	7	6	6	6	6	6	
32	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
33	в том числе: из эксплуатационного бурения	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	
34	переводом под закачку	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	

Продолжение таблицы П.8.10

35	из прочих категорий	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
36	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	1	2	3	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	
38	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	1	2	3	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	19,2	20,5	20,3	20,8	21,0	23,2	25,9	27,9	28,4	29,0	29,2	29,6	30,5	31,8	31,8	30,4	30,3	31,5	32,6	33,4	33,6	33,8	37,0	37,5	38,1
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	19,2	20,7	20,3	20,8	19,9	22,3	25,0	28,2	28,4	29,0	29,2	29,6	30,5	31,8	31,8	30,4	30,3	31,5	32,6	33,4	33,6	33,8	37,0	37,5	38,1
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	17,9	0,0	0,0	39,4	40,0	44,3	20,3	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	0,0	0,0	
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	44,5	51,0	55,4	59,2	60,9	62,6	65,1	68,8	72,1	75,0	76,4	77,7	79,5	81,0	81,7	82,8	84,2	85,5	86,5	87,4	88,4	89,4	90,1	91,0	91,8
44	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	44,5	52,2	55,4	59,2	62,1	63,9	66,0	69,0	72,1	75,0	76,4	77,7	79,5	81,0	81,7	82,8	84,2	85,5	86,5	87,4	88,4	89,4	90,1	91,0	91,8
45	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	30,8	0,0	0,0	51,0	50,0	55,0	65,0	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	0,0	0,0	
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	10,7	10,1	9,0	8,5	8,2	8,7	9,0	8,7	7,9	7,3	6,9	6,6	6,3	6,0	5,8	5,2	4,8	4,6	4,4	4,2	3,9	3,6	3,7	3,4	3,1
47	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	10,7	9,9	9,0	8,5	7,5	8,1	8,5	8,8	7,9	7,3	6,9	6,6	6,3	6,0	5,8	5,2	4,8	4,6	4,4	4,2	3,9	3,6	3,7	3,4	3,1
48	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	40,5	27,5	15,8	10,7	9,3	9,3	9,7	9,3	8,9	7,7	6,9	9,8	11,1	12,7	17,1	15,3	12,6	12,4	12,1	12,0	11,8	11,8
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	45,0	49,8	53,8	55,4	59,4	73,6	91,0	107,7	119,3	127,1	132,9	140,1	136,0	130,6	130,9	123,6	123,0	120,2	114,5	111,2	111,6	112,3	111,0	112,4	114,3
50	в том числе: из переходящих скважин	45,0	46,9	53,8	55,4	52,9	67,1	83,7	104,3	119,3	127,1	132,9	140,1	136,0	130,6	130,9	123,6	123,0	120,2	114,5	111,2	111,6	112,3	111,0	112,4	114,3
51	из новых скважин	0,0	2,9	0,0	0,0	6,5	6,6	7,3	3,3	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	0,0	0,0	
52	механизированным способом	41,2	49,8	53,8	55,4	59,4	73,6	91,0	107,7	119,3	127,1	132,9	140,1	136,0	130,6	130,9	123,6	123,0	120,2	114,5	111,2	111,6	112,3	111,0	112,4	114,3
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	210,9	260,7	314,6	369,9	429,3	502,9	593,9	701,6	820,9	948,0	1080,9	122,0,9	135,6,9	148,7,5	1618,4	1742,0	186,5,0	198,5,3	2099,8	221,0,9	232,2,6	243,4,8	2545,8	2658,2	2772,5
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	123,3	147,7	171,7	194,3	217,6	245,1	276,8	310,4	343,6	375,4	406,8	438,0	465,9	490,7	514,6	535,8	555,3	572,7	588,2	602,2	615,1	627,1	638,1	648,2	657,6
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,038	0,045	0,053	0,060	0,067	0,075	0,085	0,095	0,105	0,115	0,125	0,134	0,143	0,151	0,158	0,165	0,170	0,176	0,181	0,185	0,189	0,193	0,196	0,199	0,202
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	19,7	23,6	27,4	31,0	34,8	39,2	44,2	49,6	54,9	60,0	65,0	70,0	74,4	78,4	82,2	85,6	88,7	91,5	94,0	96,2	98,3	100,2	101,9	103,5	105,0
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,0	3,9	3,8	3,6	3,7	4,4	5,1	5,4	5,3	5,1	5,0	5,0	4,5	4,0	3,8	3,4	3,1	2,8	2,5	2,2	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5
58	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	4,7	4,9	5,0	5,0	5,4	6,7	8,3	9,6	10,5	11,3	12,5	14,3	14,8	15,5	17,7	19,0	21,6	24,6	29,1	37,0	54,3	110,0	-1010,9	-84,1	-42,2
59	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	14,8	26,9	52,4	88,4	103,8	105,9	107,3	105,4	102,5	96,6	89,1	90,3	90,8	88,2	88,8	85,0	79,9	78,7	77,7	76,8	76,0	75,5
60	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	14,8	41,7	94,1	182,4	286,2	392,1	499,5	604,9	707,4	804,0	893,1	983,4	1074,1	116,2,3	125,1,1	1336,2	141,6,1	149,4,8	157,2,4	1649,2	1725,2	1800,7
	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	19,5	33,5	53,2	74,2	75,8	71,8	70,0	66,5	62,1	61,2	59,6	60,7	65,3	64,5	67,3	68,3	66,7	66,1	65,4	65,9	65,0	64,0
	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	2,7	6,6	12,9	21,4	29,0	34,5	38,8	41,8	43,9	45,4	46,5	47,5	48,7	49,6	50,5	51,4	52,1	52,6	53,2	53,6	54,1	54,4
61	Газовый фактор, м³/т	167,9	169,1	163,3	159,1	165,3	173,8	177,4	176,7	171,6	166,5	161,6	157,7	154,9	152,1	150,3	150,3	147,4	146,1	144,9	142,2	139,4	136,8	134,3	131,8	129,5
62	Добыча нефтяного газа, млн.м³	4,195	4,132	3,919	3,598	3,838	4,785	5,629	5,929	5,701	5,291	5,068	4,928	4,320	3,766	3,599	3,188	2,871	2,543	2,244	1,990	1,803	1,635	1,474	1,338	1,215
63	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	14,124	18,256	22,175	25,774	29,612	34,397	40,026	45,956	51,657	56,948	62,016	66,945	71,265	75,031	78,631	81,818	84,689	87,233	89,477	91,467	93,270	94,905	96,378	97,716	98,931