

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КОЛЬЖАН»**
**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «OPTIMUM»**

УТВЕРЖДАЮ:

Директор

ТЗОО «Кольжан»

Чжан Хуэйин

2023 г.

**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ КЫЗЫЛКИЯ
по состоянию на 01.01.2023 г.**

Договор №2003012-К

Генеральный директор
ТОО «Проектный институт



Курманов Б.К.

г. Актау, 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный специалист службы разработки №1, ответственный исполнитель
Бекбаев Р.А. Бекбаева (введение, разд. 1, 3, 8, 9, 12
п. 4.1, 4.3, граф. прил. 12-17)

Заместитель генерального директора по науке
Малотина А.Е. Малотина (общее руководство)
(разд. 2, 9, 11)

Руководитель службы разработки №1
Карайдарова А.Н. Карайдарова (введение, разд. 1, 3, 8, 9, 12
п. 4.1, 4.3, граф. прил. 12-17)

Руководитель службы подсчета запасов
Абекеева К.М. Абекеева (п. 2.1, 2.2, 2.3, 2.5, разд. 9, 11)

Руководитель службы петрофизики
Драган Н.А. Драган (п. 2.2, 2.4, разд. 9, 11)

Руководитель службы техники и технологии добычи нефти и газа
Пагуба Н.С. Пагуба (разд. 6, 9, 12)

Руководитель службы проектирования строительства скважин
Кулиев Ю.М. Кулиев (разд. 7)

Руководитель службы охраны окружающей среды
Алдабергенова Р.А. Алдабергенова (разд. 10)

Специалист службы разработки
(экономист по ТЭО)
Султанова Т. Ч. Султанова (п. 3.5, 4.2, разд. 5, 13)

Ведущий специалист службы охраны окружающей среды
Досanova Н.Н. Досanova (разд. 10)

Старший специалист службы подсчета запасов
Мерекеева Э.К. Мерекеева (п. 2.1, 2.2, 2.3, 2.5, разд. 9, 11,
граф. прил. 1-11)

Старший специалист службы петрофизики
Ильясова А.А. Ильясова (п. 2.2, 2.4, разд. 9, 11)

Специалист службы оформления проектов
Диортгесова М.И. Диортгесова оформление отчета

Специалист службы оформления проектов
Баталова О.Н. Баталова оформление отчета

Приложение С

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на составление проектного документа
«Проекта разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия» с ПредОВОС.

I. Общие сведения о месторождении.

Месторождение Северо-Западный Кызылкия в административном отношении находится на территории Сырдарынского района Кызылординской области и Ультауского района Карагандинской области Республики Казахстан.

В 2006 году произведена подсчет запасов нефти и растворенного газа (Протокол ГКЗ №579-07-У от 20.03.2007 г.).

В 2010 году на основе подсчета запасов институтом АО «КазНИПИмунайгаз» составлен «Технологическая схема разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия» и утвержден в ЦКРР РК (протокол №63 от 28.06.2010г.).

В 2010 году между недропользователем ТОО «Кольжан» и Министерством энергетики и минеральных ресурсов РК был подписан Контракт на проведение добычи углеводородного сырья на месторождении Северо-Западный Кызылкия за №3517 от 19.01.2010г.

В 2012 году компанией ТОО НПЦ «Туран Гео» совместно с недропользователем ТОО «Кольжан» была выполнена перенеинтерпретация сейсморазведочных работ ЗД с использованием данных бурения всех имеющихся в фонде скважин. По результатам перенеинтерпретации уточнено геологическое строение месторождения и продуктивных горизонтов. Были составлены структурные карты по отражающим горизонтам: опорный ОГ Нар, ОГ-М-II, ОГ-PZ. В результате новой перенеинтерпретации материалов сейсморазведки и бурения ранее считавшийся верхнеюрским продуктивный горизонт отнесен к палеозойскому разрезу. Это новая геологическая модель положена в основу пересчета запасов нефти и растворенного газа на месторождении Северо-Западный Кызылкия.

В 2015 году компанией ТОО «СМАРТ Инжиниринг» выполнен отчет на тему «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северо-Западный Кызылкия» по состоянию изученности на 02.01.2015 г. и утвержден в ГКЗ РК (Протокол №1580-15-У). На месторождении Северо-Западный Кызылкия промышленная нефтеносность установлена на двух сводовых поднятиях: Восточном и Западном, разделенных между собой седловиной. В нижнемеловых отложениях выявлены 2 продуктивные горизонты – М-II-1 и М-II-2, в палеозое - горизонт Pz-2 и горизонт Pz-1.

Запасы УВС представлены в следующих объемах:

Начальные запасы нефти:

- геологические запасы нефти по категории С₁ составляют 14709 тыс.т.
- извлекаемые запасы нефти по категории С₁ составляют 4489 тыс.т.

Начальные запасы газа растворенного в нефти:

- геологические запасы растворенного газа категории С₁ составили 1635,7 млн.м³.
- извлекаемые запасы растворенного газа категории С₁ составили 502,4 млн.м³.

По состоянию на 01.01.2017 г. было составлено «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия» (Протокол №27-5-92-и от 17.01.2018 г.).

Всего на месторождении Северо-Западный Кызылкия по состоянию на 01.12.2019 г. пробурено 88 скважин, из них 49 добывающие, 17 нагнетательных, 20 наблюдательных и 2 ликвидированных.

По состоянию на 01.12.2019г. на месторождении Северо-Западный Кызылкия объемы накопленной добычи нефти составили – 2483,6 тыс.тонн, накопленная добыча жидкости составила – 8280,9 тыс.тонн и объемы накопленной добычи газа – 127,7 млн.м³.

II. Основание для выполнения работ.

На основе составляемого «Перевода запасов нефти и газа месторождения Северо-Западный Кызылкия» составит «Проект разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия» в соответствии с действующими нормативными документами РК (Кодекс РК «О недрах и недропользование», «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», Экологический кодекс Республики Казахстан и Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений).

III. Исходные данные для выполнения работ.

1. «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия»
2. Отчет «Перевод запасов нефти и газа месторождения Северо-Западный Кызылкия».
3. Фонд пробуренных скважин.
4. Геофизические исследований скважин.
5. Результаты исследований физико-химических свойств нефти, газа и воды.
6. Результаты опробования и испытания разведочных и эксплуатационных скважин.
7. Гидродинамические исследования в скважинах.
8. Ежемесячные эксплуатационные рапорта.
9. Информация по проведенным геолого-техническим мероприятиям.
10. Протоколы ГКЗ и ЦКРР РК по утверждению последних отчетов и проектов.

IV. Результаты работ.

1. Составление проектного документа «Проект разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия»;
2. Составление ПредОВОС к «Проекту разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия»;
3. Срок выполнения и этапы работ выполнить согласно Календарному плану.
4. После защиты и утверждения сдать проект Заказчику в двух экземплярах, в твердом переплете с графическими приложениями и на электронных носителях.

ПОДПИСИ СТОРОН

Товарищество с Ограниченной Ответственностью «Кольжан»



Товарищество с Ограниченнной Ответственностью «Проектный институт «OPTIMUM»



Бекбаева Р.А., Малютина А.Е., Абекеева К.М. и др.
**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ
КЫЗЫЛКИЯ**
(Кызылординская и Карагандинская области Республики Казахстан)
договор № 2003012-К

состоит из двух книг и папки с графическими приложениями.

Книга текст отчета содержит 279 страниц, включая 91 таблиц, 33 рисунков и 30 табличных приложений.

Папка – графические приложения содержит 17 графических приложений, все не секретно.

РЕФЕРАТ

Объект разработки – месторождение Северо-Западный Кызылкия.

Цель работы – проектирование и обоснование рациональной и экономически обоснованной системы разработки и добычи нефти, основываясь на истории эксплуатации месторождения с соблюдением требований законодательных актов по рациональному и комплексному использованию недр.

В проекте приведены сведения о геологическом строении и геолого-физическая характеристика нефтяных залежей, физико-химические свойства, компонентный состав нефти, газа и воды, запасы нефти. Приведены результаты гидродинамических исследований скважин и анализ текущего состояния разработки месторождения.

Дано обоснование расчетных вариантов разработки, проведены технологические и экономические расчеты. На основе проведенного технико-экономического анализа выбран наиболее рациональный и экономически рентабельный вариант разработки.

Для рекомендованного варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю разработки, доразведки месторождения, охраны недр и окружающей среды.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, НЕФТЬ, ВОДА, ЗАПАСЫ НЕФТИ, ДОБЫВАЮЩАЯ И НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ СКВАЖИНЫ, ДОБЫЧА, ФАКТИЧЕСКИЕ И ПРОЕКТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ, РЕЖИМ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ, ЗАКАЧКА ВОДЫ, ЗАБОЙНОЕ И ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЯ.

ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», г. Актау, 3 микрорайон, здание №23.

Составитель реферата

Бекбаева Р.А.



ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	18
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	20
2.1 Характеристика геологического строения месторождения	20
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности	28
2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды	38
2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях.....	38
2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.....	43
2.3.3 Состав и свойства растворенного газа	47
2.3.4 Состав и свойства пластовых вод.....	49
2.4 Физико-гидродинамические характеристики	53
2.5 Запасы нефти и газа.....	60
3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ.....	65
3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности.....	65
3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	85
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	85
3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов.....	103
3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки	108
3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	110
3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки	110
3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки	111
3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	112
3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки.....	112
3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	117
3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	124
3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки.....	125
3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	129
3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	130
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	133
4.1 Технологические показатели вариантов разработки	133
4.2 Экономические показатели вариантов разработки	143
4.2.1 Капитальные затраты.....	146
4.2.2 Эксплуатационные затраты	147
4.2.3. Экономические показатели эффективности реализации проекта	152
4.2.4. Бюджетная эффективность проекта	154
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	158
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	159

5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.....	159
6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	162
6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутристкважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	162
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	165
6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.....	182
6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	191
6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	192
6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт.....	196
7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	198
7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	198
7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.....	202
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	210
9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	217
10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	236
10.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу	236
10.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов	237
10.3 Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира	238
11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	240
12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....	242
12.1 Результаты проведённых опытно-промышленных испытаний (ОПИ) новых технологий.....	242
12.2 Рекомендации по проведению опытно-промышленных испытаний новых технологий	242
13 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	245
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	249

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1-Характеристика залежей	27
Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин продуктивных горизонтов	31
Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности продуктивных горизонтов	31
Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности по объектам разработки	35
Таблица 2.2.4 – Статистические ряды распределений проницаемости продуктивных горизонтов	37
Таблица 2.3.1.1 – Состав и свойства нефти, воды в пластовых условиях	41
Таблица 2.3.2.1 – Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.....	44
Таблица 2.3.3.1 - Результаты анализов газа растворенного в нефти	48
Таблица 2.3.4.1 - Химический состав и физические свойства пластовых вод	51
Таблица 2.4.1 – Относительная проницаемость по нефти и воде в зависимости от водонасыщенности	55
Таблица 2.4.2 - Характеристика образцов и результаты определения Кво	56
Таблица 2.4.3 - Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой	57
Таблица 2.4.4 - Результаты определения кривых капиллярного давления.....	58
Таблица 2.5.1 - Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по месторождению Северо-Западный Кызылкия	61
Таблица 3.1.1 – Начальные гидродинамические характеристики по горизонтам	66
Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований методами КВД, КСД, МУО	80
Таблица 3.1.3 – Результаты гидродинамических исследований методами КПД	80
Таблица 3.1.4 – Текущие гидродинамические характеристики по горизонтам	81
Таблица 3.1.5 – Средние значения забойного давления по объектам разработки	82
Таблица 3.1.6 – Динамика изменения пластового давления по объектам с начала эксплуатации	83
Таблица 3.2.1.1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2023 г.	89
Таблица 3.2.1.2 - Динамика распределения фонда скважин по дебитам за период 2017-2022 гг.	90
Таблица 3.2.1.3 – Распределение фонда скважин по дебитам и коэффициентов эксплуатации по объектам на 01.01.2023 г.	90
Таблица 3.2.1.4 – Динамика распределения фонда скважин по обводненности за период 2017-2022 гг.....	90
Таблица 3.2.1.5 – Распределение фонда скважин по обводненности по объектам на 01.01.2023 г.....	90
Таблица 3.2.1.6 - Распределение действующего фонда нагнетательных скважин по различным диапазонам приемистости и коэффициентов эксплуатации по состоянию на 01.01.2023 г.....	90
Таблица 3.2.1.7 – Месторождение Северо-Западный Кызылкия. Характеристика новых скважин по состоянию на 01.01.2023 г.....	91
Таблица 3.2.1.8 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия	95
Таблица 3.2.1.9 – Сравнение проектных и фактических показателей I объекта разработки	97
Таблица 3.2.1.10 – Сравнение проектных и фактических показателей II объекта разработки	100

Таблица 3.2.1.11 – Сравнение проектных и фактических показателей III объекта разработки	102
Таблица 3.2.2.1 – Состояние и выработка запасов нефти по объектам разработки и продуктивным горизонтам	107
Таблица 3.4.1.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия	116
Таблица 3.4.2.1 – Месторождения Северо-Западный Кызылкия. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки	120
Таблица 3.4.2.2 - Планируемый график реализации геолого-технических мероприятий. Вариант рекомендуемый 2.....	121
Таблица 3.4.2.3 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам.....	124
Таблица 3.4.4.1 – Основные параметры, принятые для расчета	127
Таблица 3.4.4.2 - Минимальная нефтенасыщенная толщина для расположения проектных скважин.....	127
Таблица 3.5.2.– Нормативы для расчета эксплуатационных затрат.....	131
Таблица 3.5.3 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции.....	132
Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Месторождение Северо-Западный Кызылкия.	135
Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Месторождение Северо-Западный Кызылкия.	136
Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин. I объект. Вариант 2.	138
Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект. Вариант 2.	139
Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин. II объект. Вариант 2.	141
Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект. Вариант 2.	142
Таблица 4.1.7 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта 2 по объектам	143
Таблица 4.2.1 – Расчет дохода от реализации продукции в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге	145
Таблица 4.2.1.1 - Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту	149
Таблица 4.2.2.1 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге	150
Таблица 4.2.2.2 - Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге.....	151
Таблица 4.2.3.1 - Расчет чистой прибыли в тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту ...	153
Таблица 4.2.3.2 - Расчет потоков денежной наличности в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге	154
Таблица 4.2.4.1. - Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге	156
Таблица 4.2.4.2 - Расчет дохода от реализации продукции и бюджетной эффективности 2 варианта разработки, тыс. тенге.....	157
Таблица 4.3.1– Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения нефти.....	158
Таблица 5.1.1 - Технико-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения.....	161

Таблица 6.1.1 – Характеристика работы насосных установок СШНУ, применяемых на месторождении	163
Таблица 6.1.2 – Характеристика работы скважин, оборудованных УЭЦН	164
Таблица 6.1.3 – Показатели эксплуатации скважин.....	165
Таблица 6.2.1 – Результаты работ по дострелу и реперфорации.....	170
Таблица 6.2.2 - Результаты проведённых работ по СКО.....	171
Таблица 6.2.3 – Технологические параметры ГРП	172
Таблица 6.2.4 – Результаты гидравлического разрыва пласта добывающих скважин.....	173
Таблица 6.2.5 – Результаты кислотного гидравлического разрыва пласта	174
Таблица 6.2.6 – Результаты ультразвуковой обработки призабойной зоны скважин	175
Таблица 6.2.7 - Результаты выполненных работ по дострелу и реперфорации	175
Таблица 6.2.8 - Результаты выполненных работ по СКО.....	176
Таблица 6.2.9 – Результаты проведённых работ по установке механического пакера	178
Таблица 6.3.1 – Характеристика оборудования ПСН-СЗКК	189
Таблица 6.5.1 – Физико-химический состав пластовых и закачиваемых вод месторождения Северо-Западный Кзылкия	193
Таблица 6.5.2 - Требования к качеству закачиваемой воды.....	194
Таблица 6.5.3 – Результаты исследований по контролю качества закачиваемой воды	195
Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция скважин	198
Таблица 7.1.2 - Фактические конструкции скважин	199
Таблица 7.1.3 – Проектные конструкции скважин 207Д и 101Д.....	200
Таблица 7.1.4 - Оценка качества цементирования эксплуатационных колонн	201
Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по месторождению. Вариант 2	211
Таблица 8.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по I объекту разработки. Вариант 2	213
Таблица 8.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по II объекту разработки. Вариант 2	215
Таблица 9.2 - ГИС-қ, выполненные за период 2018-2022гг.....	221
Таблица 9.3 - Определение профиля притока.....	223
Таблица 9.4 - Определение профиля и дебита приемистости выполненные за период 2018-2022 гг.	224
Таблица 9.5 - Определение текущего насыщения пластов-коллекторов скважины 31.....	229
Таблица 9.6 – Комплекс исследований по контролю за разработкой	235
Таблица 12.1.1 – Результаты ультразвуковой обработки призабойной зоны скважин	242
Таблица 12.2.1 – Технологические показатели работы опытных участков месторождения Северо-Западный Кзылкия	244
Таблица 13.1 - Расчет платежей за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов	246
Таблица 13.2 - Расчет затрат на демонтаж основных средств на м/р Северо-Западный Кзылкия.....	247
Таблица 13.3 - Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд всех вариантов разработки месторождения Северо-Западный Кзылкия.....	248
Таблица 13.4 - Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд месторождения Северо-Западный Кзылкия	248

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Обзорная схема.....	19
Рисунок 2.4.1 – Зависимость Кпр от Кп для продуктивных горизонтов М-II-2, Pz-1, Pz-2.....	54
Рисунок 2.4.2 – Относительные фазовые проницаемости нефти и воды.....	55
Рисунок 2.4.3 – Отложения Pz-1. Сопоставление остаточной водонасыщенности с пористостью (а) и проницаемостью (б).....	57
Рисунок 2.4.4 – Кривые капиллярного давления.....	59
Рисунок 3.1.1 – Динамика пластового давления по горизонту М-II-2 в районе скважины 42	42
	69
Рисунок 3.1.2 – ИД скважины 112	70
Рисунок 3.1.3 – Динамика пластового давления по горизонтам Pz-1 и Pz-2, блок V	71
Рисунок 3.1.4 – Динамика пластового давления по горизонтам Pz-1 и Pz-2, блок VI	73
Рисунок 3.1.5 – Динамика пластового давления по горизонтам Pz-1 и Pz-2, район скважины 58	74
Рисунок 3.1.6 – Динамика пластового давления по горизонтам Pz-1 и Pz-2, II блок	75
Рисунок 3.1.7 – ИД скважины 47	76
Рисунок 3.1.8 – Динамика пластового давления по горизонтам Pz-1 и Pz-2, III блок	76
Рисунок 3.1.9 – Динамика пластового давления по III объекту	77
Рисунок 3.1.10 – Динамика пластового давления по скважинам IV объекта	78
Рисунок 3.1.11 – Динамика пластового давления по скважинам V объекта	78
Рисунок 3.2.1.1 - Распределение фонда скважин	86
Рисунок 3.2.1.2 - Месторождения Северо-Западный Кызылкия. Динамика основных технологических показателей с начала разработки	94
Рисунок 3.1.2.3 - Месторождения Северо-Западный Кызылкия. Динамика основных технологических показателей с начала разработки I объекта	98
Рисунок 3.2.1.4 - Месторождения Северо-Западный Кызылкия. Динамика основных технологических показателей с начала разработки II объекта	99
Рисунок 3.2.1.5 - Месторождения Северо-Западный Кызылкия. Динамика основных технологических показателей с начала разработки III объекта	101
Рисунок 3.2.2.1 - Выработанность извлекаемых запасов по объектам разработки	106
Рисунок 5.1.1 - Чистые дисконтированные поступления при ставках дисконта 5, 10, 15%, по вариантам за проектный рентабельный период	160
Рисунок 5.1.2 - Сравнение экономических показателей по вариантам за проектный рентабельный период	160
Рисунок 6.2.1 – Расположение добывающих скважин относительно нагнетательной ..	222
Рисунок 6.2.2 - Расположение нагнетательной скважин 115 и окружающих добывающих скважин	177
Рисунок 6.3.1 - Технологическая схема системы сбора и транспорта продукции скважин месторождения Северо-Западный Кызылкия	185
Рисунок 6.3.2 - Принципиальная технологическая схема ЗУ	186
Рисунок 6.3.3 – Принципиальная индивидуальная (по одиночным скважинам) технологическая схема сбора продукции на скважине СЗК-138	187
Рисунок 6.3.4 - Принципиальная технологическая схема подготовки продукции скважин на ПСН-СЗКК	189
Рисунок 6.6.1 –Принципиальная технологическая схема БКНС	197
Рисунок 12.2.1 - Ячейка 1 - I объект блок V	244
Рисунок 12.2.2 - Ячейка 2 - II объект блок II	244

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Месторождение Северо-Западный Кызылкия.	252
Приложение 2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Месторождение Северо-Западный Кызылкия.	253
Приложение 3 - Характеристика основного фонда скважин. I объект. Вариант 1.	254
Приложение 4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект. Вариант 1.	255
Приложение 5 - Характеристика основного фонда скважин. II объект. Вариант 1.	256
Приложение 6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект. Вариант 1.	257
Приложение 7 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 3. Месторождение Северо-Западный Кызылкия.	258
Приложение 8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 3. Месторождение Северо-Западный Кызылкия.	259
Приложение 9 - Характеристика основного фонда скважин. I объект. Вариант 3.	260
Приложение 10 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект. Вариант 3.	261
Приложение 11 - Характеристика основного фонда скважин. II объект. Вариант 3.	262
Приложение 12 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект. Вариант 3.	263
Приложение 13 - Расчет дохода от продажи продукции в тыс.тенге ценах по 1 варианту	264
Приложение 14 - Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по 1 варианту	265
Приложение 15 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в 1 варианте, тыс.тенге	266
Приложение 16 - Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в 1 варианте, тыс.тенге.....	267
Приложение 17 - Расчет бюджетной эффективности 1 варианта разработки, тыс. тенге..	268
Приложение 18 - Расчет налогооблагаемого дохода в 1 варианте, тыс.тенге	269
Приложение 20 - Расчет потоков денежной наличности в 1 варианте, тыс.тенге	271
Приложение 21 - Прогнозные отчисления в ликвидационный фонд по 1 варианту	271
Приложение 22 - Расчет дохода от продажи продукции в тыс.тенге ценах по 3 варианту	272
Приложение 23 - Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по 3 варианту	273
Приложение 24 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в 3 варианте, тыс.тенге	274
Приложение 25- Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в 3 варианте, тыс.тенге	275
Приложение 26 - Расчет бюджетной эффективности 3 варианта разработки, тыс. тенге..	276
Приложение 28 - Расчет чистой прибыли в 3 варианте, тыс.тенге.....	278
Приложение 29 - Расчет потоков денежной наличности в 3 варианте, тыс.тенге	279
Приложение 30 - Прогнозные отчисления в ликвидационный фонд по 3 варианту	279

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование чертежа	№№ прило- жения	К-во листов	Масштаб	Степ. секрет- ности
1	2	3	5	6	7
1	Месторождение Северо-Западный Кызылкия Средне-нормальный разрез	1	1	1:25000	Не секретно
2	Месторождение Северо-Западный Кызылкия Структурная карта по кровле отражающего горизонта K1nc1ar(ОГ-II ^{ар})	2	1	1:25000	Не секретно
3	Месторождение Северо-Западный Кызылкия Структурная карта по кровле отражающего горизонта M-II(ОГ-M-II)	3	1	1:25000	Не секретно
4	Месторождение Северо-Западный Кызылкия Структурная карта по кровле отражающего горизонта Pz(ОГ-PZ)	5	1	1:25000	Не секретно
5	Месторождение Северо-Западный Кызылкия Геологический профиль по линии I-I		1	Гор.:1:25 000 Верт.:1:2 500	Не секретно
6	Месторождение Северо-Западный Кызылкия Геологический профиль по линии II-II	6		Гор.:1:25 000 Верт.:1:2 500	Не секретно
7	Месторождение Северо-Западный Кызылкия Геологический профиль по линии IV-IV, V-V, VI-VI.	7	1	Гор.:1:25 000 Верт.:1:2 500	Не секретно
8	Месторождение Северо-Западный Кызылкия а) Структурная карта по кровле коллектора M-II-1. б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	8	1	1:25000	Не секретно
9	Месторождение Северо-Западный Кызылкия а) Структурная карта по кровле коллектора M-II-2. б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	9	1	1:25000	Не секретно
10	Месторождение Северо-Западный Кызылкия а) Структурная карта по кровле коллектора Pz-2. б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	10	1	1:25000	Не секретно
11	Месторождение Северо-Западный Кызылкия а) Структурная карта по кровле коллектора Pz-1. б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	11	1	1:25000	Не секретно
12	Месторождение Северо-Западный Кызылкия. I-V объекты разработки. а) Карта текущих отборов жидкости; б) Карта накопленных отборов жидкости.	12	1	1:25000	Не секретно
13	Месторождение Северо-Западный Кызылкия. Карта изобар	13	1	1:25000	Не секретно
14	Схема расположения проектных и пробуренных скважин. Вариант I.	14	1	1:25000	Не секретно
15	Схема расположения проектных и пробуренных скважин. Вариант II.	15	1	1:25000	Не секретно
16	Схема расположения проектных и пробуренных скважин. Вариант III.	16	1	1:25000	Не секретно
17	Фонд проектных и пробуренных скважин	17	1	1:25000	Не секретно

Всего 17 графических приложений на 17 листах, все НС.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа выполнена в соответствии с требованиями Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» с изменениями и дополнениями от 24.05.2018 г. [10], «Единых правил по рациональному и комплексному использования недр» от 28.06.2018 г. [11], Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений от 24.08.2018 года [12] и Технического задания Недропользователя.

Недропользователем месторождения Северо-Западный Кызылкия является компания ТОО «Кольжан», имеющее право на пользование недрами для Добычи углеводородного сырья в пределах блока XXVIII-37-С (частично), расположенного в Карагандинской и Кызылординской областях Республики Казахстан, на основании Контракта, заключенного с Министерством нефти газа РК, Акт государственной регистрации №3517 от 19 января 2010 года.

В 2003-2004 гг. компания ОАО «Казахстанкаспийшельф» по заказу ТОО «Кольжан» проводила полевые сейсмические работы 2Д в объеме 292.65 пог.км и 3Д в объеме 92 км² в Арыскумском прогибе, где находится и поднятие Северо-Западный Кызылкия. Компания PGS-GIS выполнила обработку сейсмических данных 3Д по стандартной граф-обработке. В результате интерпретации данных были построены структурные карты по отражающему горизонту Паг (кровля отложений K₁nc_{ар}), по горизонту М-II (кровля коллектора арыскумского горизонта), а также по отражающему горизонту РZ.

Месторождение Северо-Западный Кызылкия открыто в 2004 г. в результате бурения скважины 34, в которой при опробовании была установлена продуктивность нижнего мела (горизонт М-II-2).

В 2005 году на основе имеющегося геолого-геофизического материала составлен «Проект разведки нефти и газа на площади Северо-Западный Кызылкия» компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис».

В 2006 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» на основании интерпретации данных сейсморазведки 3Д и бурения 22 поисково-разведочных скважин впервые была проведена промышленная оценка запасов нефти и растворенного газа по состоянию на 01.07.2006 г. На Государственный баланс РК поставлены утвержденные запасы нефти и растворенного газа по меловым (М-II), юрским (J) и палеозойским (Рz) продуктивным горизонтам (протокол ГКЗ РК №579-07-У от 20.03.2007 г.).

Месторождение Северо-Западный Кызылкия введено в промышленную разработку в 2010 году на основе «Технологической схемы разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия», составленной АО «КазНИПИмунай» в 2009-2010 г. (протокол ЦКР РК №63 от 28.06.2010 г.).

На месторождении согласно «Единым правилам ...» ежегодно проводились авторские надзоры за реализацией Технологической схемы разработки в рамках, которых, по мере получения дополнительных данных по бурению, эксплуатации скважин уточнялись проектные показатели:

В 2011 году АО «КазНИПИмунайгаз» выполнен первый отчет «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия по состоянию на 01.09.2011 г.» (протокол №305 от 26.12.2011 г.), в котором были уточнены технологические показатели разработки на период 2011-2012 гг. В решении ЦКРР РК указывалось на необходимость проведения пересчета запасов.

В 2012 году выполнен второй отчет «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия по состоянию на 01.08.2012 г.», который был принят в Комитете геологии и недропользования Министерства индустрии и новых технологий РК (Письмо №17-04-322-и от 21.02.2013 г.), с уточнением технологических показателей разработки на 2013 г.

В 2012 году компанией ТОО НПЦ «Туран Гео» совместно с недропользователем ТОО «Кольжан» была выполнена переинтерпретация сейсморазведочных работ ЗД с использованием данных бурения всех имеющихся в фонде скважин. По результатам переинтерпретации уточнено геологическое строение месторождения и продуктивных горизонтов. Были составлены структурные карты по отражающим горизонтам: опорный ОГ Шаг (кровля арыскумского стратиграфического горизонта Kiaг), ОГ-М-II (кровля горизонта М-II), ОГ-Р2 (кровля палеозойских отложений). В результате новой переинтерпретации материалов сейсморазведки и бурения ранее считавшийся верхнеюрским продуктивный горизонт отнесен к палеозойскому разрезу. Это новая геологическая модель положена в основу пересчета запасов нефти и растворенного газа на месторождении Северо-Западный Кызылкия.

В 2013 г. АО «КазНИПИмунай» выполнен третий отчет по авторскому надзору за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия по состоянию на 01.07.2013 г. (Письмо МИиНТ РК №22-04-219-и от 23.04.2014 г.), с уточнением технологических показателей разработки на 2014 г.

В 2014 г. выполнен четвертый отчет «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия», с уточнением технологическими показателями разработки на 2015-2016 гг. (Письмо КГиН МИиР РК №27-5-2772-и от 25.12.2015 г.).

В 2015 году компанией ТОО «СМАРТ Инжиниринг» выполнен и утвержден в ГКЗ РК отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северо-Западный Кызылкия по состоянию изученности на 02.01.2015 г.» (Протокол №1580-15-У от 24.07.2015 г.).

В настоящее время месторождение разрабатывается согласно «Дополнение к Технологической схеме разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия», выполненной по состоянию на 01.01.2017 г. ТОО «СМАРТ Инжиниринг» и утвержденной МИиР РК (письмо № 27-5-92-И от 17.01.2018 г.).

В 2018 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией Дополнения к Технологической схеме разработки ...» по состоянию на 01.07.2018 г.

В 2020 г. ТОО «КазНИГРИ» был выполнен отчет «Перевод запасов нефти и растворенного газа месторождения Северо-Западный Кызылкия Кызылординской и Карагандинской областей РК по состоянию изученности на 02.01.2020 г.» (Протокол №2118-20 от 06.10.2020г.).

В 2021 г. в связи с изменением в графике бурения составлен «Анализ разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия» по состоянию на 01.07.2021 г. [9], в котором уточнены технологические показатели. Согласно протоколу заседания ЦКРиР РК № 20/13 от 24-25.11.2021 г. показатели утверждены на 3 года 2021-2023 гг.

В том же году был составлен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Северо-Западный Кызылкия Кызылординской и Карагандинской областей Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2021 г.» (протокол ГКЗ РК, №2366-21-У от 17 ноября 2021 года). В данной работе в связи с переинтерпретации сейсмики ЗД уточнено строение ранее установленных продуктивных резервуаров, обоснованы водонефтяные контакты с использованием обработки ГИС, опробования и эксплуатации скважин, в.т.ч. информации по темпам обводнения залежи.

Таким образом, по месторождению начальные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворенного газа составили:

		нефти	растворенного газа
- по категории B+C ₁	геологические	14070 тыс.т.	1614 млн.м ³
	извлекаемые	3907 тыс.т.	440 млн.м ³
- по категории C ₂	геологические	441 тыс.т.	54 млн.м ³
	извлекаемые	38 тыс.т	5 млн.м ³

В 2022 г. был составлен и сдан в ЦКРР РК в уведомительном порядке информационный отчет «Авторский надзор за реализацией Дополнения к Технологической схеме разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия» по состоянию на 01.07.2022 г.

Настоящий проект «Проект разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия» подготовлен по состоянию на 01.01.2023 г. на основе выше приведенного отчета, а также проведенных исследовательских работ, включающих бурение новых скважин, отбора и анализа кернового материала и пластовых флюидов и других данных, которые позволили уточнить геологическое строение и ФЕС продуктивных горизонтов.

Целью авторов Проекта являлось внедрение плана разработки, который обеспечит максимальную технологическую эффективность и экономическую ценность месторождения Северо-Западный Кызылкия с учетом изменений в геологическом строении. Этим условиям соответствовал рекомендуемый 2 вариант, обеспечивающий самые высокие извлекаемые запасы нефти на одну скважину и наилучшие экономические показатели.

Авторы отчета выражают благодарность специалистам ТОО «Кольжан» за сотрудничество при выполнении данной работы.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Северо-Западный Кызылкия в административном отношении находится на территории Сырдарынского района Кызылординской области и Ультауского района Карагандинской области Республики Казахстан (рис.1.1).

Месторождение географически расположено в южной части Торгайского прогиба. В орографическом отношении оно расположено на низменной равнине с абсолютными отметками 70-90 м.

Ближайшими населенными пунктами являются: областной центр г.Кызылорда (к югу 180 км), г. Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жусалы (к юго-западу 160 км) и нефтепромысел Кумколь (к востоку 40 км), нефть которого доставляется через нефтепровод Кумколь-Каракоин до магистрального нефтепровода Павлодар-Шымкент.

На юго-западном направлении в 40 км к югу от месторождения Северо-Западный Кызылкия проходит нефтепровод Жосалы-Кумколь протяженностью 177 км с выходом на экспортный маршрут по железной дороге через станцию Жосалы, где имеются нефтеналивные терминалы.

Дорожная сеть на месторождении представлена грунтовыми и полевыми дорогами. Скважины между собой соединены грейдерными дорогами. Грунтовые дороги труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов и непроходимы в период весенней распутицы.

Климат резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур, с частыми сильными ветрами, переходящими зачастую в пыльные бури. Максимальная температура летом +35-45°C, минимальная зимой -35-40°C. Годовое количество осадков до 150 мм выпадает в зимне-весенний период.

Гидрографический район развит слабо. Речная сеть отсутствует. Встречаются небольшие заболоченные озера, образованные за счет самоизливающихся артезианских скважин.

Растительный и животный мир типичен для засушливых степей. Район слабо населен, постоянных населенных пунктов нет. В основном территория района используется как пастбища.

Связь поддерживается по радиотелефону и сотовой связи. К юго-востоку от месторождения проходит ЛЭП Джезказган-Байконур.



Рисунок 1.1 – Обзорная схема

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

По состоянию 01.01.2023 г. на месторождении Северо-Западный Кызылкия пробурены 96 скважин. В период действия Дополнения к Технологической схеме разработки с 2017г. пробурены 17 скважин (101Д, 102, 103, 104, 105, 113, 114, 116, 117, 118, 130, 200, 207Д, 239, 240, 241, 242).

2.1 Характеристика геологического строения месторождения

В пределах месторождения скважинами пройден разрез палеозойских и мезозойских отложений от нижнего карбона до четвертичных отложений включительно, максимально вскрытая толща составляет 1658 м в скважине 50,

Домезозойское основание (Pz)

Палеозойские отложения на месторождении представлены двумя комплексами: карбонатным (Pz-1) и терригенным (Pz-2).

Карбонатный палеозой (Pz-1) представлен в основном известняками (90-99%) с прослойками аргиллитов.

Терригенный палеозой (Pz-2) представлен брекчиями, песчаниками, аргиллитами и алевролитами с прослойками и обломками известняков. В обломках известняков отмечаются многочисленные микрокаверны и поры, заполненные нефтью.

На каротажных кривых терригенный комплекс палеозоя прослеживается уверенно, его граница с меловыми отложениями на склонах вершин проводится по базальному арыскумскому горизонту. Вскрытая толщина терригенного палеозоя в скважинах колеблется от 15 до 371 м.

Юрские отложения сохранились в наиболее глубоких депрессиях и представлены верхним отделом кумкольской и акшабулакской свит в единичных скважинах. Кумкольская свита (J3km) вскрыта единственной скважиной 53. Отложения представлены песками (в кровле) и глинами.

Акшабулакская свита (J3ak) в верхней части представлена пестро-цветными, в нижней части зеленовато-серыми глинами.

Толщина верхнеюрских отложений в скважинах колеблется от 27 (вскрытая толщина) до 92 м.

Меловая система (K)

В разрезе мела выделяются даульская, карачетауская свиты нижнего отдела и кызылкинская свита верхнего альба-сеномана. Вышележащая часть мела и палеоген-четвертичные отложения представлены единой нерасчлененной толщей.

Даульская свита (K1nc-ar) расчленяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижнедаульская подсвита в свою очередь расчленяется на нижний арыскумский и верхний горизонты.

Арыскумский горизонт (K1nc1ar) представляет собой базальную толщу мелкайнозойского платформенного чехла, залегающую на отложениях юры или на домезозойском основании с региональным перерывом в осадконакоплении и стратиграфическим несогласием. Горизонт на месторождении вскрыт почти всеми скважинами, за исключением скважин 43 и 48, пробуренных в пределах Западного свода.

Литологически горизонт представлен песчаниками серыми, светло-серыми, разнозернистыми, слабосцементированными, алевритистыми с прослойями глинистых алевролитов и глин. Толщина арыскумского горизонта колеблется от 8 до 125 м.

Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты (K1nc₂¹) представлен красноцветными глинами и является региональным флюидоупором над нефтегазоносными отложениями арыскумского горизонта. Толщина горизонта колеблется от 102 до 199 м.

Верхнедаульская подсвита верхнего неокома и аптского яруса (K1nc2-a) сложена в нижней половине, преимущественно, аллювиальными песчаными отложениями с горизонтами коричневых глин, в верхней половине - глинами с прослойями карбонатного песчаника в аптской части разреза. Толщина колеблется от 301 до 415 м.

Карачетауская свита нижнего - среднего альба (K1al1-2) представлена толщей серых песков и слабосцементированных песчаников с гравелитами в основании разреза, с горизонтами темно-серых глин. Толщина колеблется от 97 до 183 м.

Кызылкинская свита верхнего альба-сеномана (K1-2al3-s) сложена пестро цветными глинами с горизонтами песков, преимущественно, в средней части разреза. Толщина колеблется от 80 до 185 м.

Вышележащая часть мела и палеоген-четвертичные отложения представлены единой нерасчлененной толщей, литологически представленной зеленовато-серыми и пестроцветными глинами, алевролитами и песками, перекрытыми четвертичными суглинками и супесями, толщина колеблется от 578 до 658 м.

Продуктивный комплекс имеет развитие в толще палеозоя и отложениях нижнего мела.

В тектоническом отношении месторождение Северо-Западный Кызылкия, приурочено к центральной части Аксайской горст-антиклинали, где определяющим

являются наличие осадочного складчатого фундамента, что обусловило образование ловушек примыкания в палеозойском и мезозойском структурных этажах.

В 2004 году сейсмическая компания ОАО «Казахстанкаспийшельф» выполнила полевые сейсмические работы 3Д. Обработку выполнила компания PGS-GIS, интерпретацию - сотрудники геологического отдела ОАО «Петро Казахстан Кумколь Ресурсиз». В 2011 г. была выполнена переинтерпретация сейсморазведочных работ компанией BGP, в 2012 г. - компанией ТОО НПЦ «Туран Гео» совместно с ТОО «Кольжан».

По результатам переинтерпретации были составлены структурные карты по отражающим горизонтам: ОГ-II^{ar} (кровля арыскумского горизонта K₁nc ar), ОГ-М-II (кровля горизонта М-II), ОГ-Pz (кровля палеозойских отложений).

По поверхности палеозоя (ОГ-Pz) отмечается два выступа Восточный и Западный, из них Западный является наиболее приподнятым. Палеозойские выступы ограничиваются разломами, а более мелкие разломы делят своды на блоки. Более молодые терригенные осадки комплекса Pz-2 слагают склоны эрозионных выступов и прогиб между ними. В юрское время осадконакопление происходило в грабен-синклиналях, полное перекрытие палеозойских выступов произошло в мелу (граф. прил 2, 3, 4).

Нефтегазоносность

На месторождении Северо-Западный Кызылкия промышленная нефтеносность установлена на двух сводах – Восточном и Западном, выявлены два продуктивных горизонта (М-II-1 и М-II-2) в нижнемеловых и два в палеозойских (Pz-1 и Pz-2) отложениях.

Основная продуктивность связана с палеозойскими горизонтами. Мезозойские залежи вскрыты единичными скважинами, так как отложения в основном представлены глинистыми породами.

Западный свод

Горизонт М-II-1. На фоне отсутствия коллекторов удалось оконтурить в пределах свода пять небольших линз в районе скважин 219 и 220; в районе скважины 210; в районе скважины 118; в районе скважины 240 и в районе скважины 203.

Скважиной №240 выявлена небольшая залежь нефти. При опробовании интервала 1343-1347 (-1271-1275) м получен приток нефти и воды, дебитами соответственно 12,3 м³/сут и 3,2 м³/сут. УВНК принят на абсолютной отметке -1274,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

Севернее, скважиной 203 также выявлена небольшая залежь нефти. Продуктивность определена по ГИС. УВНК принят условно на абсолютной отметке -1257,7 м по подошве нефтенасыщенного коллектора (табл. 2.1.1).

В районе скважины 118 по ГИС выявлена небольшая залежь нефти, УВНК принят на абсолютной отметке -1279,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

В юго-западной части структуры, скважиной 210 по ГИС выявлена небольшая залежь нефти. УВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке -1265,1 м.

В районе скважин 219 и 220 также выявлена по данным ГИС залежь нефти. УВНК принят на абсолютной отметке -1287,2 м по наиболее низкой подошве нефтенасыщенного коллектора.

Учитывая небольшие площади распространения и незначительные толщины коллекторов, менее 2-х метров, залежи не имеют промышленного значения.

Горизонт М-II-2. Отложения примыкают к палеозойскому выступу (граф.прил. 9). Продуктивность установлена бурением скважин 42 и 239. При испытании скважины 42 из интервала 1411,5-1416,0 (-1341-1345,5) м получена нефть, объем притока за время опробования составил 79,29 м³. В скважине 239 при испытании интервалов 1404,5-1408; 1409-1411,5; 1413,5-1421; 1423,5-1428 м за 16 ч получено 1,68 м³ (2,4 м³/сут) нефти и 4,76 м³ (6,9 м³/сут) воды. Нефтенасыщенная толщина пласта-коллектора изменяется от 3,9 до 10,7 м. ВНК принят условно на абсолютной отметке -1356,6 м, соответствующей подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 239 (табл. 2.1.1).

Горизонт Pz-2. Отложения примыкают к выступу фундамента, литологически представлены смешанными переотложенными породами: песчаниками светло-серыми в различной степени глинистыми, алевролитами и аргиллитами, подошвенная часть представлена глинистыми известняками, полумассивными, пластинчатыми, хрупкими, криптокристаллическими, с включениями известкового аргиллита. Разлом F₇ проходит с юга на север через весь Западный свод, и делит его на два блока V и VI.

По данным ГИС нефтенасыщенные коллекторы установлены в скважинах 103, 110, 114, 117, 208, 241, 242, нефте- водонасыщенные коллекторы - в скважинах 38, 40, 54, 55, 108, в скважине 42 выделен водонасыщенный коллектор. Продуктивность доказана опробованием скважин 38, 40, 54, 55, 58, 103, 108, 110, 114, 117, 208, 226, 241, 242. Полученные фонтанные притоки нефти на 10 мм штуцере составляют более 8 м³/сут. Общая толщина горизонта колеблется от 5,3 м (скв.110) до 64 м (скв.108); эффективная нефтенасыщенная толщина - от 2,9 м до 45,6 м.

Залежь в пределах блока V приурочена к отложениям, примыкающим к палеозойскому выступу. Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора составляет -1318,1м (скв.208). В скважинах 54, 38, 55 подошвы продуктивных пластов находятся на отметках -1369,9 м, -1369,8 м, -1369,8 м, а кровли водонасыщенных коллекторов на отметках -1371,1 м, -1372,7 м -1370,8 м. ВНК залежи принят в интервале отметок -1370 - 1371 м.

Залежь по типу природного резервуара является литологически- и тектонически-экранированной.

Следует отметить, что на юге оконтурен участок, не подтвержденный данными бурения, но который находится гипсометрически выше отметки принятого ВНК -1370 - 1371 м. Запасы нефти этого участка оценены по категории С₂, как требующие доказательства.

В пределах блока VI пробурены пять скважин, из них скважины 49, 217, 223 оказались в зоне отсутствия горизонта Pz-2, на забое вскрыты породы горизонта Pz-1. В скважине 239 коллектор заглинизован, а в скважине 226 пласты-коллекторы водонасыщенные.

На севере блока выделяется небольшая антиклинальная ловушка, в своде которой пробурена скважина 58, абсолютная отметка кровли коллектора равна -1348,3 м. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного и кровле водонасыщенного пласта-коллектора на абсолютной отметке -1353,6м (табл.2.1.1).

Горизонт Pz-1 вскрыт 53 скважинами, из них нефтенасыщенные коллекторы установлены в 31 скважинах 48, 49, 102,103, 104, 105,107, 109, 110, 111, 112, 113, 115, 116, 217, 118, 201, 203, 204, 205, 208, 209, 211, 212, 213, 214, 215, 217, 221, 223, 242, нефте-водонасыщенные коллекторы - в 16 скважинах 43, 57, 106, 200, 202, 207Д, 210, 215, 216, 219, 220, 222, 224, 225, 227, 241, в скважинах 38, 40, 114, 117 и 226 коллекторы водонасыщенные. В скважинах 42, 54, 55, 101Д породы-коллекторы замещены.

Горизонт разрывным нарушением F₇ разделен на два блока V и VI, продуктивность установлена в пределах каждого блока. При опробовании фонтаны нефти, полученные на 10 мм штуцере, колебались в пределах 8,9 м³/сут - 87,5 м³/сут, дебит воды не превышал 1,3 м³/сут. Общая толщина горизонта изменяется от 29,1 м до 126,5 м, эффективная нефтенасыщенная толщина - от 3,2 м до 33,3 м.

В пределах V блока находится наибольшее количество добывающих скважин, в пределах VI блока всего 5 скважин. Из них скважина 58 пробурена в пределах локальной обособленной ловушки.

ВНК принят в интервале отметок -1370-1371 м. В скважинах 106, 210, 222 отметки подошв продуктивных пластов находятся на отметках -1364,1 м, -1360,9 м, -1370,3 м, а кровли водонасыщенных коллекторов на отметках -1369,4 м, -1369,5 м -1371,4 м (табл.2.1.1). Залежь пластовая сводовая, тектонически-нарушенная.

ВНК залежи в районе скважины 58 принят на отметке -1370 м. Продуктивность определена по ГИС и доказана опробованием. Залежь пластовая, сводовая.

Восточный свод

Горизонт М-II-1. В пределах Восточного свода выделена одна линза, подсеченная скважинами 47 и 234. В скважине 47 продуктивность определена по ГИС и подтверждена опробованием, где при свабировании получен приток нефти $2,5 \text{ м}^3$ при Ндин - 1074 м. Скважина 234 вскрыла нефтенасыщенные и водонасыщенные коллекторы. ВНК принят на абсолютной отметке -1290,5 м по подошве нефтенасыщенного пласта. Залежь по типу природного резервуара литологически - экранированная.

Горизонт М-II-2. Горизонт имеет распространение в зонах примыкания к фундаменту и небольших локальных поднятиях.

Залежь в районе скважин 33, 34, 228 опробована в двух скважинах 33 и 34. В скважине 34 при испытании интервалов 1480-1480,6 (-1403-1403,6) м и 1481,4-1482,5 (-1404,4-1405,5) м получены фонтаны безводной нефти.

В скважине 33 при испытании интервала 1471-1476 (-1395-1400) м получен приток воды, а из интервала 1464-1466 (-1388-1390) м - фонтан нефти при 10-мм штуцере объемом 82 м^3 . Абсолютная отметка кровли коллектора в своде структуры -1366,1 м (скв.228), по ГИС прямой ВНК отмечается в скважине 34 на отметке -1405,1 м.

Нефтенасыщенные толщины небольшие, в скважинах 228 и 33 соответственно равны 0,8 и 0,9 м, в скважине 34 - 2,4 м.

Залежь нефти, приуроченная к небольшой локальной структуре, в своде которой пробурена скважина 31, пластовая сводовая. По ГИС кровля коллектора отмечена на абсолютной отметке -1409,2 м. При испытании интервала 1489,2 - 1492,5 (-1409,2 -1412,5) м получен приток нефти и воды, дебитами соответственно $14,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $0,8 \text{ м}^3/\text{сут}$. Уровень ВНК принят по контакту нефть-вода на отметке -1411,6 м (табл.2.1.2).

Залежь, где пробурена скважина 138, приурочена к небольшой антиклинальной ловушке субширотного простирания. Кровля пласта находится на отметке -1410,5 м. При испытании интервала 1494,4-1496,4 (-1415,9-1418,5) м получена нефть с водой дебитами $6,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $58,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ соответственно. Уровень ВНК принят по контакту нефть-вода на отметке -1417,2 м. Залежь по типу природного резервуара пластовая сводовая.

Горизонт Рz-2 разломами F₁, F₂, F₃ и F₄ разбит на 4 блока (I, II, III, IV). Залежи нефти примыкают к выступу фундамента, и имеют распространение в пределах блоков IIa, IIb, III.

Продуктивность горизонта доказана опробованием скважин 32, 51, 56, 120, 121, 122бс, 125, 126, 128, 130, 163, 164, 228, 234, 237 и 238, в которых на 10 мм штуцере получены фонтанные притоки нефти и воды.

Залежь в блоке IIa с северо-запада, с востока и запада ограничена тектоническими нарушениями, с юга - зоной выклинивания. В пределах блока пробурена одна скважина 228, в которой по ГИС выделен коллектор в интервале абсолютных отметок -1377,5 - 1380,6 м. Продуктивность пласта доказана опробованием. ВНК не определен, из-за запечатанности залежи.

В пределах блока IIb пробурена скважина 122, коллектор в ней заглинизован.

В пределах блоков IIb и III ВНК находится в интервале отметок -1400 -1405 м. В скважинах 128, 120, 121, 32 подошвы нефтенасыщенных пластов находятся на отметках -1403,2 м, -1398,0 м, -1398,7 м, -1403,5 м, а кровли водонасыщенных пластов на отметках -1405,1 м, -1403,5 м, -1401,3 м, -1405,6 м. Прямой ВНК отмечается по скважинам 56 и 237 на отметках -1404,7 м и -1405,1 м.

Залежи по типу природного резервуара являются литологически-экранированные и тектонически-нарушенные.

Горизонт Рz-1 литологически однороден по составу и представлен в основном известняками светло-серого, местами темно-серого цвета, от микрокристаллических до криптокристаллических, от умеренно плотных до плотных, полумассивных, хрупких, доломитизированных.

Продуктивность горизонта доказана получением нефти 18 скважин. Залежи нефти распространены в пределах блоков IIa, IIb и III.

Залежь в блоке IIa ограничена с запада, северо - запада и востока разрывными нарушениями F₃, f₁ и F₂. В пределах залежи пробурены скважины 52, 228, 229, 230, 232, 233. Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора -1339,7м (скв.229).

В пределах блока IIb в разрезе скважины 122 выделен водонасыщенный коллектор.

Залежь в блоке IIb ограничена с запада сбросом F₃, с юга - f₂. В пределах блока пробурены скважины 56, 123, 124, 126, 127, 128, 129, 130. Наиболее высокая кровля коллектора определена в скважине 124, на отметке -1343,6 м. В скважинах 56,128 пластины коллекторы заглинизованы.

Залежь в блоке III ограничена с востока тектоническим нарушением F3, с запада тектоническим нарушением F4. В пределах блока пробурены скважины 31, 32, 47, 51, 120, 121, 125, 134, 163, 164, 231, 234, 235, 236, 237, 238. В разрезе скважин 120, 121 пласты-коллекторы заглинизированы. В скважине 47 отмечается наиболее высокая кровля нефтенасыщенного коллектора на отметке -1301 м.

ВНК по залежи находится в интервале отметок -1401 -1410 м.

В скважинах 127, 52, 231, 164, 235 подошвы нефтенасыщенных пластов находятся на отметках -1406,8 м, -1401,0 м, -1401,7 м, -1405,6 м, -1409,8 м, а кровли водонасыщенных пластов находится на отметках -1449,5 м, -1405,4 м, -1405,9 м, -1406,4 м -1416,2 м. Прямой ВНК отмечается в скважине 134 на отметке -1402,1 м.

Залежи по типу природного резервуара являются тектонически-нарушенные.

Оценивая месторождение в целом, можно отметить, что основные по величине запасы нефти связаны с палеозойскими отложениями, из двух горизонтов наиболее продуктивным является горизонт Pz-1. Горизонт Pz-2 имеет меньшую площадь распространения, приурочен к зонам примыкания палеозойских выступов. Оба горизонта тектонически нарушены.

Меловые горизонты M-II-1 и M-II-2 преимущественно, заглинизированы, отдельные небольшие залежи приурочены к небольшим песчаным линзам.

В таблице 2.1.1 приводятся данные о ВНК по залежам.

Таблица 2.1.1-Характеристика залежей

Гори зонт	Р-н скв, / блок	Тип залежи	Нижняя нефть, м абс, отм,	Нижняя отметка получения нефти, м	Верхняя вода, м абс, отм,	ВНК, м абс, отм,	Примечание
Восточный свод							
M- II-1	47, 234	пласт, литол, экран	- 1290,5	-1290,5	-	- 1290,5	УВНК
M- II-2	33, 34, 228		-1405, 0		-1405,4	-1405,0	ВНК
	31	Пласт сводов подстилается водой	-1411,6		-1412,5	-1411,6	ВНК
	138		-1417,2	-1417,2	-1417,2	-1417,2	ВНК
Pz-2	IIв, III блоки	плас,тект,экр	-1403,5		-1405,6	-1400-1405,0	ВНК
Pz-1	Па, IIв, III блоки		-1409,8		-1405,4	-1401 -1410	ВНК
Западный свод							
M- II-1	240	литол экран,	-1274,8	-	-	-1274,8	УВНК
	203		-1257,7	-	-	-1257,7	УВНК
	118		-1279,4	-	-	-1279,4	УВНК
	210		-1265,1	-	-	-1265,1	УВНК
	219,220		-1287,2			-1287,2	УВНК
M-II-2	42,239		-1356,6	-1356,6		-1356,6	ВНК
Pz-2	58	пласт,свод,	-1353,6	-1353,6		-1353,6	ВНК
	V блок	пласт,тектон экраниров	- 1370		-1370,8	-1370 -1371	ВНК
Pz-1	V блок	пласт, тек,экр,	-1369,9		-1371,1	-1370 -1371	ВНК
	58	пласт, сводовая	-1368,9	-1368,9	-	-1370,0	УВНК

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности

Коллекторами арыскумского горизонта нижнедаульской подсвиты являются в основном песчаники, алевритистые, а для палеозойского горизонта Рz-2 – коллекторами являются переотложенные карбонатно-терригенные, горизонт Рz-1 сложен в основном карбонатными породами – коллекторами являются известняки слабо кавернозные и трещиноватые.

В таблице 2.2.1 по залежам приведены характеристики толщин, их средние значения и пределы изменения.

Западный свод

Горизонте М-II-1. В разрезе горизонта небольшие залежи нефти выделены одиночными скважинами.

Залежь в районе скважины 240. Общая толщина равна 7,0 м, эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина равна 1,2 м.

Залежь в районе скважины 203. Общая толщина равна 7,0 м, эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина - 1,0 м.

Залежь в районе скважины 118. Общая толщина равна 9,0 м, эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина - 0,6 м.

Залежь в районе скважины 210. Общая толщина горизонта равна 3,5 м, эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина - 0,8 м.

Залежь в районе скважин 219, 220 Общая толщина составляет 6,4 м, эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщины изменяются от 0,9 м до 1,3 м.

Горизонт М-II-2. Залежь в районе скважин 42, 239. Общая толщина изменяется от 4,8 м до 23,3 м, эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщины изменяются от 3,9 м до 10,7 м.

Горизонт Рz-2, блок-V. Общая толщина колеблется от 5,3 м (скв. 110) до 64 м (скв.108); эффективная нефтенасыщенная толщина - от 3,9 м до 27,0 м.

Залежь в районе скважины 58. Общая толщина составляет 11,9 м, эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина - 5,3 м.

Горизонт Рz-1, блок-V. Общая толщина варьирует от 43 м (скв.40) до 242,5 м (скв.43), эффективная толщина изменяется от 1,8 м (скв.110) до 38,4 м (скв.210), эффективная нефтенасыщенная - от 1,8 м (скв.110) до 38,4 м (скв.102).

Блок VI. Общая толщина колеблется от 69,0 м (скв. 226) до 118,0 м (скв.49), эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 5,0 м до 9,8 м, водонасыщенная толщина равна 7,0 м.

Залежь в районе скважины 58. Общая толщина достигает 61,1 м, эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщины - 12,7 м.

Восточный свод.

Горизонт М-II-1 вскрыт скважинами 47, 234. В скважине 47 продуктивность установлена по ГИС и подтверждена опробованием.

В пределах горизонта выделен один пласт-коллектор. Общая толщина изменяется от 2,6 м до 5,0 м, эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщины изменяются от 0,8 м до 1,8 м.

Горизонт М-II-2. Нефтяная залежь по ГИС выявлена в разрезах скважин 33, 34, 228. Общая толщина горизонта колеблется от 2,6 м (скв.228) до 34 м (скв.34), эффективная толщина изменяется в пределах 2,8-19,8 м, эффективная нефтенасыщенная 0,8-2,4 м.

Залежь в районе скважины 31. Общая толщина составляет 25,5 м, эффективная - 17,1м, нефтенасыщенная - 2,4 м, водонасыщенная - 14,7 м.

Горизонт Pz-2. Общая толщина колеблется от 5,3 до 64,0 м, среднее значение равно 21,8 м, эффективная толщина от 3,9 до 32,2 м при среднем значении 10,2 м и нефтенасыщенная толщина колеблется от 3,9 до 27,0 м, среднее значение равно 8,6 м.

Горизонт Pz-1. Общая толщина колеблется от 31,7 до 149,6 м, среднее значение равно 87,9 м, эффективная толщина от 3,6 до 34,9 м при среднем значении 15,0 м и нефтенасыщенная толщина колеблется от 2,8 до 27,1м, среднее значение равно 11,5 м.

Следует отметить, что в пределах месторождения для залежей горизонта М-II-1 общая толщина выделенных коллекторов находится в диапазоне первых 10 метров, эффективная и нефтенасыщенная толщины колеблются в интервале 0,6 -1,3 м и в среднем равна 1,2 м. Для залежей горизонта М-II -2 общие толщины находятся в диапазоне 4,8 – 25,5 м, при среднем значении 14,3 м, эффективная толщина колеблется от 3,9 м до 17,1 м, нефтенасыщенная от 2,1 м до 4,2 м и в среднем составляет 3,4 м. Такие незначительные эффективные и нефтенасыщенные толщины (менее 4,0 м) говорят о невысоком продуктивном потенциале меловых залежей.

Толщины залежей палеозоя значительно больше, что говорит о более высоком продуктивном потенциале этих залежей. Среднее значение общей толщины залежей горизонта Pz-2 составляет 21,9 м, эффективной – 13,7 м и нефтенасыщенной - 11,7 м. Для

залежей горизонта Рz-1, где коллектором является карбонат, среднее значение общей толщины равно 73,8 м, эффективной 13,5 м и нефтенасыщенной – 11,1 м.

Показатели неоднородности пластов, с которыми связаны залежи приведены ниже в таблице 2.2.2.

Западный свод.

Горизонт М-II-1. В целом по горизонту коэффициент песчанистости равен 0,20 д.ед., коэффициент расчлененности – 1,0.

По залежи **горизонта М-II-2** коэффициент песчанистости равен 0,47 д.ед., расчлененности -3.

Горизонт Рz-2, V блок. Коэффициент песчанистости равен 0,50 д.ед., коэффициент расчлененности - 6,1.

Залежь в районе скважины 58 коэффициент песчанистости равен 0,445 д.ед., расчлененности - 1,0.

В целом по горизонту РZ-2 коэффициент песчанистости равен 0,47 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,6.

Горизонт Рz-1. В пределах залежи V блока доля коллектора равна 0,16 д.ед., расчлененности - 7,53. В пределах **VI блока** доля коллектора равна 0,07 д.ед., расчлененности - 3,6.

По залежи в районе скважины 58 доля коллектора составляет 0,445 д.ед., расчлененности -1,0.

В целом по горизонту РZ-1 доля коллектора равна 0,15 д.ед., коэффициент расчлененности – 4,4.

Восточный свод.

По залежи горизонта М-II-1 коэффициент песчанистости равен 0,333 д.ед., расчлененности – 1,0

По залежи горизонта М-II-2 коэффициент песчанистости составляет 0,50 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,7.

По залежи горизонта Рz-2 коэффициент песчанистости составляет 0,57д.ед., коэффициент расчлененности – 4,1.

По горизонту Рz-1 доля коллектора составляет 0,17д.ед., коэффициент расчлененности – 7,7.

Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин продуктивных горизонтов

	Наименование	Толщина, м	M-II-1												M-II-2												PZ-2												PZ-1											
			P-н скв 210	P-н скв 219,220	P-н скв 203	P-н скв 118	P-н скв 240	P-н скв 47,234	Западный склон	Восточные склон	Итого по M-II-1	P-н скв, 42	P-н скв, 33,34,228	P-н скв, 31	P-н скв, 138	Западный склон	Восточные склон	Итого по M-II-2	V	P-н скв, 58	IIa	IIb	III	Западный склон	Восточные склон	Итого по PZ-2	V	VI	IIa	IIb	III	Западный склон	Восточные склон	Итого по PZ-1																
	Количество скважин	1	2	1	1	1	2	6	2	8	1	3	1	1	1	5	6	12	1	1	6	12	13	19	32	47	5	1	6	6	13	53	26	79																
	Средняя, м	3,5	6,4	7	9	7	3,8	5,7	3,8	4,8	4,8	22,5	25,5	23,3	4,8	23,8	14,3	32,3	11,9	3,1	34,43	27,85	22,1	21,8	21,9	107,9	83,6	61,1	89,6	80,6	93,4	59,7	87,9	73,8																
	Интервал изменения, м	3,5	6,3-6,4	1,2	0,6	1,2	2,6-, 5,0	0,6-, 5,0	2,6-, 5,0	0,6-, 6,4	4,8	2,6-34	25,5	23,3	4,8	2,6-, 34,0	2,6-, 34,0	5,3-, 64,0	11,9	3,1	8-66,3	5,5-, 72,4	5,3-, 64,0	3,1-72,4	43-, 242,5	60-118	61,1	73-126,5	31,7-, 120,7	55,9-, 149,6	43-, 242,5	31,7-, 149,6	31,7-, 242,5																	
	Количество скважин	1	2	1	1	1	2	6	2	8	1	3	1	1	1	5	6	12	1	1	6	12	12	19	32	45	3	1	6	4	10	52	21	73																
	Средняя, м	0,8	1,1	1,2	0,6	1,2	1,3	1,1	1,3	1,2	3,9	8,3	17,1	19,8	3,9	11,9	7,9	15,0	5,3	3,1	28,1	17,1	10,2	5,3	13,7	18,0	5,8	12,7	13,1	17,2	14,5	11,9	15	13,5																
	Интервал изменения, м	0,8	0,9-1,3	1,2	0,6	1,2	0,8-, 1,8	0,9-, 1,3	0,8-, 1,8	0,8-, 1,8	3,9	2,8-, 19,0	17,1	19,8	3,9	2,8-, 19,8	0,8-, 19,8	3,9-, 32,2	5,3	3,1	1,4-, 62	1,8-, 47,1	3,9-, 32,2	1,4-, 62	1,4-, 62	1,8-, 45,5	1-9,8,	12,7	5,1-27,3	3,6-34,9	4,2-32	1,8-, 45,5	3,6-, 34,9	1,8-, 45,5																
	Количество скважин	1	2	1	1	1	2	6	2	8	1	3	1	1	1	5	6	12	1	1	6	12	12	19	32	45	3	1	6	4	10	52	21	73																
	Средняя, м	0,8	1,1	1,2	0,6	1,2	1,3	1,1	1,3	1,2	3,9	2,1	2,4	4,2	3,9	2,9	3,4	11,7	5,3	3,1	24,5	14,7	8,6	14,1	11,7	16,3	7,0	12,7	6,9	17,98	9,6	10,7	11,5	11,1																
	Интервал изменения, м	0,8	0,9-1,3	1,2	0,6	1,2	0,8-, 1,8	0,6-, 1,3	0,8-, 1,8	0,6-, 1,8	3,9	0,9-2,4	2,4	4,2	3,9	0,9-4,2	0,9-4,2	3,9-27	5,3	3,1	1,4-, 45,6	1,8-, 34,5	3,9-, 27,0	1,4-, 45,6	1,4-, 45,6	1,8-, 38,4	5-9,8,	12,7	3,2-13,8	10,2-, 16,3	2,8-27,1	1,8-, 38,4	2,8-, 27,1	1,8-, 38,4																

Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности продуктивных горизонтов

Горизонт	Залежь	Кол-во скв.,	Коэффициент песчанистости, д.ед.						Коэффициент расчлененности					
			среднее значение	интервал изменения	коэффициент вариации	среднее значение	интервал изменения	коэффициент вариации						
M-II-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
	Район скв.210	1	0,23	-	-	-	-	1	-	-	-			
	Р-н скв.219,220	2	0,17	0,14	0,2	0,123	1	-	-	-	-			
	Район скв.203	1	0,17	-	-	-	-	1	-	-	-			
	Район скв.118	1	0,07	-	-	-	-	1	-	-	-			
	Район скв.240	1	0,17	-	-	-	-	1	-	-	-			
	Западный склон	6	0,20	0,14	0,2	0,123	1	-	-	-	-			
M-II-2	Восточный склон	2	0,33	0,30	0,36	0,055	1	-	-	-	-			
	Западный склон	2	0,64	0,46	0,81	0,196	5,0	1	9	-	-			
	Район скв.33,34, 228	3	0,32	0,09	0,56	0,244	4,3	1	3	-	-			
	Район скв.31	1	0,67	-	-	-	5,0	-	-	-	-			
	Район скв.138	1	0,85	-	-	-	4,0	-	-	-	-			
Pz-2	Восточный склон	5	0,50	0,09	0,56	0,244	3,7	1	2	-	-			
	V	12	0,500	0,242	0,810	0,044	6,1	1,0	15,0	-	-			
	Район скв.58	1	0,445	-	-	-	1,0	-	-	-	-			
	Западный склон	13	0,47	0,242	0,810	0,044	3,6	1,0	15,0	-	-			
	II бл	1	0,980	-	-	-	1,0	-	-	-	-			
	IIв бл	6	0,710	0,180	0,940	0,075	5,5	1	9	-	-			
	III бл	12	0,690	0,190	1,000	0,036	3,7	1	16,0	-	-			
Pz-1	Восточный склон	19	0,57	0,180	1,000	0,022	4,1	1	16	-	-			
	V бл	47	0,160	0,020	0,360	0,014	7,53	1	21	-	-			
	VI бл	5	0,070	0,020	0,100	0,109	3,6	1	7	-	-			
	Район скв.58	1	0,210	-	-	-	2,0	-	-	-	-			
	Западный склон	54	0,150	0,020	0,360	0,102	4,4	1	21	-	-			
	II бл	6	0,150	0,070	0,320	0,103	5,8	3,0	10,0	-	-			
	IIв бл	6	0,230											

Характеристика фильтрационно-ёмкостных свойств выполнена на основе данных, полученных на керне, отобранном в 13 скважинах и интерпретации материалов ГИС по 96 скважинам.

Всего по месторождению керн был отобран в 13 скважинах: на Западном своде – 8 скважин (38, 48, 49, 108, 110, 219, 239, 242), на Восточном своде – 5 скважин (31, 47, 51, 122, 231). В отчете по Подсчету запасов 2021 года учтены керновые данные по скважинам 31, 38, 47, 48, 49, 108, 110, 122, 219, 231, 239. После Подсчета запасов изучен керн из двух скважин – 51, 242.

Общая проходка с отбором керна по месторождению составила 171,2 м, вынос керна 141,6 м (82,7% от проходки), изучено 272 образца, из них 113 образцов представительные. Отобранный керн характеризует продуктивные горизонты М-II-2, Рз-1 и Рз-2.

Горизонт М-II-2 представлен 20,9 м керна (77,4 % от проходки), 92 образцами, из которых 45 представительных, отобранным в скважинах 31, 239.

Горизонт Рз-2 представлен 17,5 м керна (58,7 % от проходки), 17 образцами, из которых 14 представительных, отобранным в скважинах 38, 108, 110, 122.

Керн из скважин 51 и 242 дополнил характеристику Рз-1-горизонта, ранее изученного по скважинам 38, 47, 48, 49, 110, 219, 231. С учетом новых керновых данных скв.51, 242 проходка с отбором керна составила 114,3 м, вынос керна составил 103,2 м / 90,3 %. Изучено 163 образца, из них представительных 54.

На образцах керна выполнены стандартный и специальный комплексы исследований. Стандартный комплекс включал определение плотности объемной и зерен, пористости открытой и полной, проницаемости для газа, карбонатности, фракционного состава. Специальные исследования состояли из: рентгеноструктурного анализа; определения удельного электрического сопротивления образцов при 100%-ной и переменной водонасыщенности; коэффициента вытеснения нефти водой, относительной проницаемости по нефти и воде; и шлифов.

Выполненные исследования позволили выявить влияние глинистости на пористость и проницаемость, установить связь объемной плотности пород с пористостью, пористости с проницаемостью, построить петрофизические связи $R_p=f(K_p)$ и $R_h=f(K_b)$, получить характеристику фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов по керну и создать петрофизическую основу интерпретации ГИС, установить критерии разделения пород на коллектор- неколлектор, которые при подсчете запасов [23] и в настоящей работе приняты следующими для:

- М-II - пористость $\geq 0,153$ д.ед, глинистость $\leq 0,30$ д.ед. Кпр_гран=1мД
- **Pz-2** Кп_гран=14%, Кпр_гран=1мД, Кнг_гран =40%
- **Pz-1** Кп_гран=6%, Кнг_гран =40%, Кпр_гран=1мД. Кгл условно равным 10%.

Для характеристики коллекторских свойств и коэффициента нефтенасыщенности по ГИС использованы результаты интерпретации, выполненные по 96 скважинам, пробуренным на месторождении.

На месторождении продуктивные горизонты сложены различными по литологии породами: меловые (М-II-1 и М-II-2) – терригенные – песчаники и гравелиты; в палеозое горизонт Pz-2 - терригенно-карбонатный - переотложенные карбонатно-терригенные и чисто терригенные породы, горизонт Pz-1 сложен в основном чисто карбонатными породами - известняками слабо кавернозными и сильно трещиноватыми.

Бурение продуктивной толщи проводилось долотом диаметром 0,216 м на глинистом (полимерном) буровом растворе с удельным весом 1,1-1,3 г/см³, вязкостью 25-44 с, водоотдачей 8-10 см³ за 30 мин. Удельное электрическое сопротивление раствора при пластовой температуре, равной 55 °C, составляло 0,8-1,8 Омм. Максимальная температура, зафиксированная на забоях скважин, достигала 64,2°C; пластовое давление до 14,95 МПа.

Минерализация пластовых вод определялась по данным химических анализов проб воды. Сопротивление пластовой воды было принято равным 0,06 Омм для всех продуктивных горизонтов при расчете, что при пластовой температуре минерализация равна 76,8 г/л.

Во всех пробуренных скважинах проведены общие и детальные промысловогеофизические исследования, включающие следующие методы: ПС, КС (зонды N0.5M2A, A2M0.5N), КВ, РК (ГК, НГК/КНК), БК, ИК, МКЗ, МБК, АК, ГГКП, инклинометрия, ТМ.

В скважине 206Д не была произведена запись ГИС из-за обвала забоя скважины. В скважинах 107, 111, 115, 123, 124, 125 комплекс детальных ГИС был дополнен методом СГК. В скважине 122 зарезан боковой ствол (122бс) и две скважины (101Д, 207Д) с горизонтальным стволом. Остальные скважины по замерам инклинометрии скважин вертикальные.

Объёмная глинистость коллекторов рассчитывалась по методу Ларионова В., пористость коллекторов - по комплексу методов АК-НК-ГГКп. Коэффициент насыщенности коллекторов рассчитывался по методам сопротивления с использованием петрофизических связей, построенных на керне месторождения.

Ниже приведена краткая литолого-петрофизическая характеристика коллекторов залежей нефти, составленная по материалам ГИС и керна.

Горизонт М-II-1. По данным ГИС в разрезе залежи выделяются продуктивные пласти-коллекторы: из них на Западном блоке в 6 скважинах, на Восточном блоке – 5 скважин. Пористость горизонта по Западному блоку изменяется в пределах 0,16-0,22 д.ед. и в среднем равна 0,18 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,58 д.ед. По Восточному блоку коэффициент пористости изменяется в пределах 0,15 – 0,26 д.ед., в среднем 0,18 д.ед., среднее значение Кнг равен 0,49 д.ед.

Горизонт М-II-2. По продуктивным пластам с отбором керна пройдено 27 м, вынесено 20,9 м (в.к. 77,4%). Изучено 92 образцов. По лабораторным исследованиям все образцы на Западном блоке являются непредставительными., на Восточном блоке пористость изменяется в пределах 0,15 - 0,29 д.ед., в среднем 0,19 д.ед. Проницаемость в диапозоне 1,0-128,0 мД.

По данным ГИС в разрезе залежи выделяются продуктивные пласти-коллекторы: из них на Западном блоке в 3 скважинах, на Восточном блоке - 5. Пористость горизонта по Западному блоку изменяется в пределах 0,16-0,26 д.ед. и в среднем равна 0,20 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,50 д.ед. По Восточному блоку коэффициент пористости изменяется в пределах 0,15 – 0,26 д.ед., в среднем 0,18 д.ед., среднее значение Кнг равен 0,49 д.ед.

Горизонт Рz-2. По нефтенасыщенным пластам с отбором керна пройдено 33,8 м, вынесено 20,7 м (в.к.61,2%) в скважинах 38, 108, 110. Изучено 21 образца, из них 14 образцов представляют коллекторы: открытая пористость в среднем равна 0,31 д.ед., проницаемость - 79,4 мД.

По данным ГИС продуктивный горизонт Рz-2 вскрыт на Западном блоке в 12 скважинах. По ГИС среднее значение коэффициента пористости 0,22 д.ед., Кнг - 0,56 д.ед. На Восточном блоке нефтенасыщенные пласти коллекторы выделены в 16 скважинах. В пористости изменяется в пределах 0,14 - 0,41 д.ед среднем коэффициент равен 0,25д.ед., Кнг - 0,48 д.ед.

Горизонт Рz-1. Керн отобран из 9 скважин (47, 48, 49, 51, 110, 219, 231, 239, 242): по продуктивному пласту пройдено 110,4 м, вынесено 100,0 м или 90,6% от проходки, изучено 167 образцов. Пористость по Западному блоку изменяется в пределах 0,06-0,36 д.ед., в среднем 0,19 д.ед. Проницаемость в диапозоне 1,21-1038,0 мД. На Восточном пористость изменяется в пределах 0,11 - 0,13 д.ед., в среднем 0,12 д.ед. Проницаемость в диапозоне 1,73-4,26 мД.

По геофизическим данным нефтенасыщенные пласти-коллекторы выделены в 46 скважинах Западного блока и пористость горизонта в среднем равна 0,17 д.ед.,

коэффициент нефтенасыщенности - 0,59 д.ед. На Восточном блоке пласты-коллекторы выделены в 20 скважинах коэффициент пористости коллекторов изменяется от 0,10- д.ед. до 0,36 д.ед., в среднем равен 0,15 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности - 0,60 д.ед.

Статистическая характеристика коллекторских свойств по объектам разработки приведена в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности по объектам разработки

Метод определения	Наименование	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Пористость, д.ед.	Начальная нефтенасыщ., д.ед.	Насыщ. связанной водой, д.ед.
1	2	3	4	5	6
Объект I					
Западный свод. Горизонт М-II-1					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	6	6	6	6
	Кол-во определений, шт.	5	6	6	6
	Среднее значение	13,5	0,18	0,58	0,42
	Интервал изменения	1,9-53,9	0,16-0,22	0,50-0,66	0,34-0,50
Гидродинамические исследования скважин	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Западный свод. Горизонт М-II-2					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	3	3	3	3
	Кол-во определений, шт.	9	8	8	7
	Среднее значение	6,5	0,2	0,5	0,6
	Интервал изменения	1,5-17,9	0,16-0,26	0,43-0,59	0,41-0,86
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Западный свод. Горизонт Рз-1					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	4	4	-	-
	Кол-во определений, шт.	31	53	-	-
	Среднее значение	97,85	0,19	-	-
	Интервал изменения	1,7-1038,0	0,07-0,36	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	46	46	46	46
	Кол-во определений, шт.	209	209	209	196
	Среднее значение	12,4	0,17	0,59	0,45
	Интервал изменения	1,0-336,8	0,10-0,42	0,40-0,90	0,10-1,0
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	2	-	-	-
	Среднее значение	16,4	-	-	-
	Интервал изменения	14,3-18,5	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6
Западный свод. Горизонт Рz-2					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	3	3	-	-
	Кол-во определений, шт.	21	21	-	-
	Среднее значение	68,05	0,27	-	-
	Интервал изменения	1,21-299,5	0,16-0,40	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	12	12	12	9
	Кол-во определений, шт.	40	40	40	56
	Среднее значение	12,2	0,22	0,56	0,24
	Интервал изменения	2,1-58,6	0,14-0,32	0,41-0,75	0,01-0,43
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Объект II					
Восточный свод. Горизонт М-II-1					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2	2	2	2
	Кол-во определений, шт.	2	2	2	2
	Среднее значение	1,4	0,15	0,54	0,46
	Интервал изменения	1,0-1,9	0,15-0,15	0,42-0,65	0,34-0,58
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Восточный свод. Горизонт Рz-1					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	5	-	-	-
	Среднее значение	3,1	-	-	-
	Интервал изменения	1,5-4,9	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	20	20	20	20
	Кол-во определений, шт.	69	69	69	69
	Среднее значение	9,1	0,15	0,6	0,41
	Интервал изменения	1,0-103	0,10-0,36	0,40-0,88	0,07-0,71
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Восточный свод. Горизонт Рz-2					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	3	3	-	-
	Кол-во определений, шт.	21	21	-	-
	Среднее значение	68,05	0,27	-	-
	Интервал изменения	1,21-299,5	0,16-0,40	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	16	16	16	16
	Кол-во определений, шт.	56	56	49	54
	Среднее значение	41,4	0,25	0,48	0,47
	Интервал изменения	2,2-275,6	0,14-0,41	0,40-0,75	0,02-1,0
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6
Восточный свод. Горизонт М-II-2					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1		
	Кол-во определений, шт.	33	40		
	Среднее значение	19	0,19		
	Интервал изменения	1,03-128,0	0,15-0,29		
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	5	5	5	5
	Кол-во определений, шт.	7	7	7	7
	Среднее значение	69,5	0,18	0,49	0,51
	Интервал изменения	1,5-438,9	0,15-0,26	0,40-0,66	0,34-0,61
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-

Таблица 2.2.4 – Статистические ряды распределений проницаемости продуктивных горизонтов

По данным ГИС, мД		По данным лабораторного изучения керна, мД.	
Интервалы изменения	Число случаев	Интервалы изменения	Число случаев
1	2	3	4
Объект I			
Западный свод. Горизонт М-II-1			
1-10	-	1-10	-
10-50	-	10-50	-
50-100	-	50-100	-
100-200	-	100-200	-
200-500	-	200-500	-
500-2000	-	500-2000	-
Западный свод. Горизонт М-II-2			
1-10	-	1-10	-
10-50	-	10-50	-
50-100	-	50-100	-
100-200	-	100-200	-
200-500	-	200-500	-
500-2000	-	500-2000	-
Западный свод. Горизонт Рz-1			
1-10	-	1-10	11
10-50	-	10-50	13
50-100	-	50-100	3
100-200	-	100-200	3
200-500	-	200-500	4
500-2000	-	500-2000	1
Западный свод. Горизонт Рz-2			
1-10	-	1-10	12
10-50	-	10-50	5
50-100	-	50-100	3
100-200	-	100-200	2
200-500	-	200-500	3
500-2000	-	500-2000	-
Объект II			
Восточный свод. Горизонт М-II-1			
1-10	-	1-10	-
10-50	-	10-50	-
50-100	-	50-100	-
100-200	-	100-200	-
200-500	-	200-500	-
500-2000	-	500-2000	-

Продолжение таблицы 2.2.4

1	2	3	4
Восточный свод. Горизонт Pz-1			
1-10	-	1-10	5
10-50	-	10-50	-
50-100	-	50-100	-
100-200	-	100-200	-
200-500	-	200-500	-
500-2000	-	500-2000	-
Восточный свод. Горизонт Pz-2			
1-10	-	1-10	-
10-50	-	10-50	-
50-100	-	50-100	-
100-200	-	100-200	-
200-500	-	200-500	-
500-2000	-	500-2000	-
Восточный свод. Горизонт М-II-2			
1-10	-	1-10	35
10-50	-	10-50	7
50-100	-	50-100	4
100-200	-	100-200	1
200-500	-	200-500	-
500-2000	-	500-2000	-

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

В целом по месторождению Северо-Западный Кызылкия по состоянию на 01.01.2023 г. отобрано 27 глубинных проб нефти, 33 проб дегазированной нефти, 28 проб растворенного газа, из них 1 пробы отбракована и 91 проб пластовых вод, из них 5 проб пластовых воды отбракованы. После составления [21] отобраны 7 новых глубинных проб нефти, 8 новых проб дегазированной нефти, 9 новых проб растворенного газа, 19 новых проб пластовых воды.

2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Для изучения свойств флюидальной системы месторождения Северо-Западный Кызылкия отобраны 27 глубинных проб пластовой нефти.

из них на *Восточном своде*:

- горизонт М-II-2 охарактеризован 3 пробами, отобранными из скв. 31, 33, 34;
- горизонт Pz-2 изучен 4 пробами, отобранными из скв. 120, 126, 130, 237;
- горизонт Pz-1 охарактеризован 4 пробами, отобранными из скв. 47, 229, 235.

На *Западном своде*:

- горизонт М-II-2 охарактеризован 2 пробами, отобранными из скв. 42, 239.
- горизонт М-II-1 охарактеризован 2 пробами, отобранными из скв. 224, 240;
- горизонт Pz-1 охарактеризован 10 пробами, отобранными из скв. 43, 48, 105, 109, 115, 116, 118, 200, 212, 223;
- горизонт Pz-2 охарактеризован 1 пробой, отобранный из скв. 103;

- при совместном испытании горизонтов Рз-1+Рз-2 отобраны 2 пробы из скв. 208, 241.

В процессе исследования пластовых проб нефти по каждой скважине проведен соответствующий комплекс исследований, в который входил: определение пластового давления, давления насыщения, содержания растворенного газа, объемного коэффициента и плотности пластовой нефти. Определение динамической вязкости нефти в пластовых условиях было выполнено с помощью вискозиметра типа ВВДА-1 с катящимся шаром.

Результаты исследований пластовой нефти приведены в таблице 2.3.1.1.

Восточный свод.

Продуктивный горизонт М-II-2

При средней температуре 64,3°С и пластовом давлении 15,32 МПа, плотность нефти в пластовых условиях варьирует от 0,709 до 0,746 г/см³. Величина динамической вязкости варьирует от 0,52 до 0,82 МПа×с, в среднем составляет 0,66 МПа×с. Давление насыщения пласта - 4,3 МПа, нефть является недонасыщенной, величина газосодержания изменяется от 30,0 до 80,9 м³/т, в среднем составляет 54,1 м³/т. Коэффициент растворимости газа в нефти достигает 8,89 м³/м³×МПа. Величина усадки нефти варьирует от 8,25 до 9,0%. Значение объемного коэффициента изменяется от 1,110 до 1,212, в среднем по составляет 1,164, соответственно, пересчетный коэффициент равен 0,859.

Продуктивный горизонт Рз-2

При средней температуре 62,9°С и пластовом давлении 8,88 МПа плотность нефти в пластовых условиях варьирует от 0,682 до 0,734 г/см³, Величина динамической вязкости варьирует от 0,56 до 1,80 МПа×с, в среднем составляет 1,04 МПа×с. Давление насыщения пласта изменяется от 5,07 до 6,22 МПа, в среднем составляет 5,7 МПа. Величина газосодержания изменяется от 116,6 до 131,6 м³/т, в среднем составляет 124,3 м³/т. Коэффициент растворимости газа в нефти достигает 18,4 м³/м³×МПа, Величина усадки нефти варьирует от 14,33 до 28,34%, В результате проведенных исследований пластовой нефти установлено, что объемный коэффициент варьирует от 1,358 до 1,396, в среднем составляет 1,378, пересчетный коэффициент, соответственно, равен 0,726,

Параметры пластовой пробы нефти из скважины 130 отличаются от других проб, низким значением газосодержания 43,3 м³/т и давлением насыщения 1,62 МПа, поэтому, результаты анализов данной пробы признаны некондиционными.

Продуктивный горизонт Рз-1

При средней температуре 61,9° и пластовом давлении 10,9 МПа, плотность нефти в пластовых условиях варьирует от 0,692 до 0,7 г/см³. Величина динамической вязкости изменяется от 0,43 до 0,56 МПа×с, в среднем составляет 0,5 МПа×с. Давление насыщения

пласта колеблется в интервале 5,07-6,79 МПа, в среднем равно 6,03 МПа. Величина газосодержания изменяется от 104,0 м³/т до 131,3 м³/т, в среднем составляет 114,3 м³/т. Коэффициент растворимости газа в нефти равен 15,5 м³/м³×МПа. Величина усадки нефти в среднем составляет 25,5%. Значения объемного коэффициента варьируют от 1,276 до 1,366, в среднем равен 1,32, пересчетный коэффициент равен 0,756.

Западный свод

Продуктивный горизонт M-II-2. При средней температуре 61,4°С и пластовом давлении 12,3 МПа средняя величина динамической вязкости равна 0,46 МПа×с. Давление насыщения равно 5,1 МПа. Объемный коэффициент пластовой нефти равен 1,294, пересчетный коэффициент, соответственно, составляет 0,773. Величина усадки нефти равна 17,0%, газосодержания – 95,7 м³/т. Плотность нефти в пластовых условиях равна 0,698 г/см³. Коэффициент растворимости газа в нефти достигает 11,15 м³/м³×МПа.

Продуктивный горизонт M-II-1. При средней температуре 30,66°С и пластовом давлении 9,8 МПа средняя величина динамической вязкости равна 1,32 МПа×с. Давление насыщения равно 4,34 МПа. Объемный коэффициент пластовой нефти равен 1,269, пересчетный коэффициент, соответственно, составляет 0,788. Величина усадки нефти равна 21,2%, газосодержания – 92,7 м³/т. Плотность нефти в пластовых условиях равна 0,692 г/см³. Коэффициент растворимости газа в нефти достигает 14,97 м³/м³×МПа.

Продуктивный горизонт Pz-1. При средней температуре 60°С и пластовом давлении 11,03 МПа, плотность нефти в пластовых условиях варьирует от 0,682 до 0,734 г/см³. Величина динамической вязкости варьирует от 0,41 до 1,49 МПа×с, в среднем составляет 0,9 МПа×с. Давление насыщения горизонта изменяется от 4,85 МПа до 6,41 МПа, величина газосодержания - от 80,7 до 129,3 м³/т, в среднем составляет 109,4 м³/т. Коэффициент растворимости газа в нефти достигает 15,2 м³/м³×МПа, величина усадки нефти варьирует от 8,08 до 29,0%. Значения объемного коэффициента изменяются от 1,172 до 1,409, в среднем 1,3, соответственно, пересчетный коэффициент равен 0,77.

Продуктивный горизонт Pz-2 охарактеризован одной пробой из скважины 103, которая отличается низким значением давления насыщения 1,28 МПа и газосодержания 18,5 м³/м³ поэтому, данные замеры нефти признаны некондиционными.

Во время совместного испытания горизонтов **Pz-1** и **Pz-2** из скважин №208 и 241 отобрана две пробы пластовой нефти. При средней температуре 61,56°С и пластовом давлении 5,77 МПа величина динамической вязкости в среднем равна 0,8 МПа×с, давление насыщения – 3,3 МПа. Среднее значение объемного коэффициента равно 1,239, пересчетный коэффициент, соответственно, составляет 0,807. Величина усадки нефти в

среднем составляет 18,8%, газосодержание – 70,7 м³/т. Плотность нефти в пластовых условиях равна 0,701 г/см³. Коэффициент растворимости газа в нефти варьируется от 13,91 до 18,16 м³/м³×МПа.

Таблица 2.3.1.1 – Состав и свойства нефти, воды в пластовых условиях

Наименование	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Восточный свод				
a) Нефть		М-II-2		
Давление насыщения газом, МПа	3	3	3,74-5,13	4,3
Газосодержание	м ³ /т	3	30,3-80,9	54,1
	м ³ /м ³	3	25,1-69,5	45,8
Давление пластовое, МПа	3	3	15,21-15,51	15,32
Плотность	Пластовой нефти г/см ³	3	0,709-0,746	0,724
	Дегазированной нефти г/см ³	3	0,828-0,859	0,842
Динамическая вязкость, МПа×с	3	3	0,52-0,82	0,66
Коэффиц. растворимости, м ³ /м ³ ×МПа	3	3	6,11-10,89	8,89
Пластовая температура, °С	3	3	64-65	64,3
Объемный коэффициент нефти	3	3	1,11-1,212	1,164
b) пластовая вода		Pz-2		
Общая минерализация, г/л	3	4	13-77	58,5
Плотность, г/см ³	3	4	1,031-1,054	1,042
a) Нефть		Pz-1		
Давление насыщения газом, МПа	4	4	5,07-6,22	5,7
Газосодержание	м ³ /т	4	116,6-131,6	124,3
	м ³ /м ³	4	92-104	82,3
Давление пластовое, МПа	4	4	9,1-10,84	8,88
Плотность	Пластовой нефти г/см ³	4	0,682-0,692	0,698
	Дегазированной нефти г/см ³	4	0,789-0,794	0,790
Динамическая вязкость, МПа×с	4	4	0,56-1,8	1,04
Коэффиц. растворимости, м ³ /м ³ ×МПа	4	4	14,79-19,61	18,4
Пластовая температура, °С	4	4	62,4-63,2	62,8
Объемный коэффициент нефти	4	4	1,358-1,396	1,378
b) пластовая вода		Западный свод		
Общая минерализация, г/л	8	17	36,6-132	89
Плотность, г/см ³	8	17	1,08-1,078	1,06
a) Нефть		М-II-2		
Давление насыщения газом, МПа	2	2	4,9-5,19	5,1
Газосодержание, м ³ /т	м ³ /т	2	78,6-112,7	95,7
	м ³ /м ³	2	68,2-89	78,6
Давление пластовое, МПа	2	2	9,17-15,5	11,05
Плотность, г/см ³	Пластовой нефти г/см ³	2	0,695-0,701	0,698
	Дегазированной нефти г/см ³		0,790-0,868	0,829
Динамическая вязкость, МПа×с	1	1	0,46	0,46
Коэффиц. растворимости, м ³ /м ³ ×МПа	2	2	1,238-1,349	1,294

Продолжение таблицы 2.3.1.1

1	2	3	4	5
Пластовая температура, °C	2	2	58,7-64	61,4
Объемный коэффициент нефти	2	2	1,238-1,349	1,294
б) пластовая вода				
Общая минерализация, г/л	2	5	22-60	35,9
Плотность, г/см ³	2	5	1,008-1,04	1,024
a) Нефть			M-II-1	
Давление насыщения газом, МПа	2	2	4,23-4,45	4,34
Газосодержание, м ³ /т	м ³ /т	2	58,1-71	92,68
	м ³ /м ³	2	72,7-92,65	71
Давление пластовое, МПа	2	2	9,38-10,3	9,8
Плотность, г/см ³	Пластовой нефти г/см ³	2	0,668-0,716	0,69
	Дегазированной нефти г/см ³		0,766-0,79	0,78
Динамическая вязкость, МПа×с	1	1	1,31-1,33	1,32
Коэффиц. растворимости, м ³ /м ³ ×МПа	2	2	13,06-16,87	14,97
Пластовая температура, °C	2	2	57,17-64,16	60,7
Объемный коэффициент нефти	2	2	1,242-1,297	1,269
a) Нефть			Pz-1	
Давление насыщения газом, МПа	8	11	4,85-6,41	5,53
Газосодержание, м ³ /т	м ³ /т	7	80,7-129,3	109,4
	м ³ /м ³	9	39-113	81,36
Давление пластовое, МПа	9	11	7,08-14,76	11,03
Плотность, г/см ³	Пластовой нефти г/см ³	9	0,682-0,734	0,702
	Дегазированной нефти г/см ³	9	0,787-0,868	0,809
Динамическая вязкость, МПа×с	9	11	0,41-1,49	0,85
Коэффиц. растворимости, м ³ /м ³ ×МПа	9	11	11,45-18,48	15,6
Пластовая температура, °C	9	11	57,5-61,44	50,77
Объемный коэффициент нефти	9	11	1,172-1,409	1,3
б) пластовая вода				
Общая минерализация, г/л	8	12	36-80,6	45
Плотность, г/см ³	8	10	1,025-1,052	1,028
a) Нефть			Pz-2	
Давление насыщения газом, МПа	1	1	1,28	1,28
Газосодержание, м ³ /т	м ³ /т	1	1	18,5
	м ³ /м ³	1	1	14,6
Давление пластовое, МПа	1	1	8,335	8,335
Плотность, г/см ³	Пластовой нефти г/см ³	1	1	0,75
	Дегазированной нефти г/см ³	1	1	0,79
Динамическая вязкость, МПа×с	1	1	2,08	2,08
Коэффиц. растворимости, м ³ /м ³ ×МПа	1	1	1,55	1,55
Пластовая температура, °C	1	1	59,8	59,8
Объемный коэффициент нефти	1	1	1,08	1,08
б) пластовая вода				
Общая минерализация, г/л	5	12	67,9-163	101
Плотность, г/см ³	5	13	1,045-1,122	1,08
a) Нефть			Pz-1+Pz-2	
Давление насыщения газом, МПа	1	1	1,8-4,87	3,3
Газосодержание, м ³ /т	м ³ /т	1	1	31,7-109,8
	м ³ /м ³	1	1	25,03-87
Давление пластовое, МПа	1	1	4,12-7,42	5,77
Плотность, г/см ³	Пластовой нефти г/см ³	1	1	0,7-0,702
	Дегазированной нефти г/см ³	1	1	0,789-0,792
Динамическая вязкость, МПа×с	1	1	0,46-1,21	0,8
Коэффиц. растворимости, м ³ /м ³ ×МПа	1	1	13,91-18,16	16,035
Пластовая температура, °C	1	1	59,12-64	61,56
Объемный коэффициент нефти	1	1	1,15-1,329	1,239
б) пластовая вода				
Общая минерализация, г/л	1	4	22,7-73	56
Плотность, г/см ³	1	3	1,013-1,054	1

2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Изучение физико-химических свойств и состава нефти в поверхностных условиях проведено по 33 пробам, отобранным из 31 скважины. В процессе анализа нефти были определены основные параметры: плотность, кинематическая вязкость, температура застывания и вспышки, фракционный состав и углеводородный состав, молекулярный вес, групповой углеводородный состав. Параметры определены согласно действующим ГОСТам.

Пробами освещены залежи Рz-2, Рz-1 Восточного свода и М-II-2, Рz-2, Рz-1 Западного свода.

Результаты исследования приведены в таблице 2.3.2.1.

Восточный свод

Продуктивный горизонт Рz-2 изучен 5-ти пробами. Величина плотности нефти в поверхностных условиях изменяется от 0,776 до 0,813 г/см³, при среднем значении 0,784 г/см³, кинематическая вязкость - 3,3 мкм²/с. Нефть - малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых до 2,2%, асфальтенов - 0,17%. По содержанию серы нефть относится к малосернистым, содержание серы в нефти составляет 0,064%. По содержанию парафина нефть относится к парафинистым, содержание парафина равно 5,2%, механических примесей - 0,011%. Фракционный состав углеводородов, выкипающих при 200°C составляет 46%, при 300°C - 66%. Температура вспышки ниже - 13°C, застывания - минус 3,7°C.

Продуктивный горизонт Рz-1 охарактеризован 7-ю пробами. Величина плотности нефти в поверхностных условиях варьирует от 0,780 до 0,794 г/см³, при среднем значении 0,786 г/см³, кинематическая вязкость составляет 3,09 мкм²/с. Нефть малосернистая, содержание серы изменяется от 0,04 до 0,102%, парафинистая, количество парафина варьирует от 2,46 до 8,6 %, с низкой температурой застывания нефти, минус 9,8°C. Нефть смолистая, с содержанием смол силикагелевых от 0,85 до 6,12%, механических примесей - 0,01%. Фракционный состав углеводородов, выкипающих при 200°C, в среднем составляет 43%, при 300°C – 66,0%. Температура вспышки – ниже 12°C.

Западный свод

Продуктивный горизонт М-II-2 изучен двумя пробами. Величина плотности нефти в поверхностных условиях равна 0,778 г/см³, кинематическая вязкость - 3,38 мкм²/с. Нефть горизонта малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых – 0,9%, из них асфальтенов - 0,12%.

По содержанию серы нефть относится к малосернистым, величина концентрации серы в нефти составляет 0,077%. По содержанию парафина относится к парафинистым, величина концентрации парафина - 3,6%, механических примесей - 0,01%. Фракционный состав углеводородов, выкипающих при 200°C составляет 46%, при 300°C - 64%. Температура вспышки – ниже 10°C, застывания - минус 25,0°C.

Таблица 2.3.2.1 – Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Наименование	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	Скв.	проб		
1	2	3	4	5
Восточный свод				
Горизонт Рз-2				
Плотность г/см ³			0,776-0,813	0,79
Вязкость, мПа*с при 20°C			2,55-5,4	3,32
50 °C			1,52-1,75	1,65
Температура вспышки			ниже 10 -ниже 20	ниже 13
Температура застывания, °C			-2 - (-6)	-3,7
Молекулярный вес			-	-
Групповой углеводод.состав, %	Парафин	5	5	3,5-6
	Сера	5	5	0,01-0,1104
	Вода	5	5	0,6-87
	Смолы			
	селикагелевые	3	3	0,3-3,3
	Асфальтены	2	2	0,073-0,26
	Mех, примеси	5	5	0,007-0,0172
Фракционный состав по Энглеру выход фракций, %	H,K	5	5	34-45
	50 °C	5	5	1,34-1,6
	100 °C	5	5	15-18
	150 °C	5	5	33-35
	200 °C	5	5	45-47
	250 °C	3	3	55-57
	300 °C	3	3	63-69
Горизонт Рз-1				
Плотность г/см ³	7	7	0,782-0,864	0,786
Вязкость, мПа*с при 20°C	7	7	2,423	3,095
50 °C	7	7	3,48	1,7-2,12
Температура вспышки	7	7	Ниже 10-ниже 17	Ниже 12
Температура застывания, °C	7	7	-1-(16,5)	-9,8
Молекулярный вес	2	2	145-147,38	146,2
Групповой углеводод.состав, %	Парафин	7	7	2,46-8,6
	Сера	7	7	0,036-0,14
	Вода	5	5	0,03-0,8
	Смолы	7	7	
	селикагелевые	7	7	0,85-6,12
	Асфальтены	7	7	0,01-0,14
	Mех, примеси	7	7	0,0075-0,012

Продолжение таблицы 2.3.2.1

	1	2	3	4	5
Фракционный состав по Энглеру выход фракций, %					
Н,к,	7	7		30-40	36
50 °C	6	6		1-3	1,8
100 °C	7	7		15-21	16
150 °C	7	7		29-36	33
200 °C	7	7		35-48	43
250 °C	7	7		50-60	56
300 °C	7	7		65-68	66
Западный свод					
Горизонт М-II-2					
Плотность г/см ³	1	2		0,778-0,778	0,778
Вязкость, мПа*с					
при 20°C	1	1		2,36-4,4	2,36
50 °C	1	2		1,72	1,72
Температура вспышки	1	1		Ниже 10	Ниже 10
Температура застывания, °C	1	2		-15(-25)	-20
Молекулярный вес	1	2		-	-
Групповой углевод.состав, %					
Парафин	1	1		3,6	3,6
Сера	1	2		0,077-0,1	0,0885
Вода	1	2		0,15-0,4	0,275
Смолы					
селикагелевые	1	1		0,9	0,9
Асфальтены	1	1		0,12	0,12
Мех, примеси	1	2		0,0088-0,0108	0,0098
Фракционный состав по Энглеру выход фракций, %					
Н,к,	1	1		32	32
50 °C	1	1		5	5
100 °C	1	1		20	20
150 °C	1	1		37	37
200 °C	1	1		46	46
250 °C	1	1		56	56
300 °C	1	1		64	64
Горизонт Рz-2					
Плотность г/см ³	2	2		0,782-0,789	0,786
Вязкость, мПа*с					
при 20°C	2	1		2,37-3,35	2,37-3,35
50 °C	2	2		1,64-1,85	1,64-1,85
Температура вспышки	2	2		Ниже10-ниже17	Ниже13,5
Температура застывания, °C	2	2		-10-16	-10-(-16)
Молекулярный вес	1	1		148,2	148,2
Групповой углевод.состав, %					
Парафин	2	1		3,26-5,2	4,23
Сера	2	2		0,07-0,12	0,10
Вода	2	2		0,6-2,2	1,4
Смолы				0,34-6,26	3,3
селикагелевые	2	1			
Асфальтены	2	1		0,01-0,13	0,07
Мех, примеси	1	1		0,007	0,007
Фракционный состав по Энглеру выход фракций, %					
Н,к,	2	2		40-40	40
50 °C	2	2		2	2
100 °C	2	2		14-17	16
150 °C	2	2		36-37	37
200 °C	2	2		48-49	49
250 °C	2	2		58-60	59
300 °C	2	2		65-67	66

Продолжение таблицы 2.3.2.1

1	2	3	4	5	6
Горизонт Рz-1					
Плотность г/см ³		16	17	0,776-0,798	0,79
Вязкость, мПа*с					
при 20°C		16	17	2,44-4,3	2,9
50 °C		16	16	1,45-2,38	1,8
Температура		16	16		
вспышки				Ниже 10-ниже 20	Ниже 14
Температура застывания, °C		16	17	-1(-21)	-12,1
Молекулярный вес		16	2	138,2-150,7	144,45
Групповой углеводород, состав, %	Парафин	16	16	1,4-6,5	3,9
	Сера	16	17	0,01-0,13	0,085
	Вода	11	11	-0,03-3,58	2,97
	Смолы	16	12		1,76
	силикагелевые	16		0,5-	
	Асфальтены	16	10	0,004-0,2	0,1159
	Мех, примеси	16	17	0,004-0,043	0,0129
Фракционный состав по Энглеру выход фракций, %	н.к.	12	12	30-40	38
	50 °C	9	9	0,4-16	3,28
	100 °C	11	12	11-28	17,83
	150 °C	12	12	29-38	34,3
	200 °C	12	12	40-49	46
	250 °C	12	12	52-59	55,8
	300 °C	12	12	64-74	66,5

Продуктивный горизонт Рz-2 изучен двумя пробами. Величина плотности нефти в поверхностных условиях варьирует от 0,782г/см³ до 0,789 г/см³ при среднем значении равном 0,786г/см³, кинематическая вязкость равна 2,86 мкм²/с. Нефть по составу - малосернистая, (содержание серы изменяется в диапазоне от 0,07 до 0,12%), парафинистая (содержание парафинов - от 3,26 до 5,2%), с низкой температурой застывания нефти минус 13,0°C. Нефть - смолистая, содержанием смол силикагелевых изменяется в диапазоне от 0,34 до 6,26%, механических примесей в ней - 0,007%. Фракционный состав углеводородов, выкипающих при 200°C, в среднем составляет 49%, при 300°C - 66%. Температура вспышки – ниже 13,5°C.

Продуктивный горизонт Рz-1 изучен 17 пробами. Величина плотности нефти в поверхностных условиях варьирует от 0,776 г/см³ до 0,798 г/см³, при среднем значении 0,790 г/см³, в среднем кинематическая вязкость равна 2,9 мкм²/с. Нефть – малосернистая (содержание серы изменяется в диапазоне от 0,01 до 0,13%), парафинистая (содержание парафинов - от 1,4 до 6,5%), с низкой температурой застывания нефти не менее минус 12,1°C. Нефть - смолистая, содержание смол силикагелевых изменяется в диапазоне от 0,5 до 3,6%, механических примесей - до 0,01%. Фракционный состав углеводородов, выкипающих при 200°C, в среднем составляет 46%, при 300°C - 67,0%. Температура вспышки – ниже 14,0°C.

2.3.3 Состав и свойства растворенного газа

Определение компонентного состава газа, растворенного в нефти, выполнялось при однократном разгазировании пластовой нефти по 25 пробам, отобранным из скважин 31, 33, 34, 120, 126, 237, 121, 47, 235, 229, 231, 47, 42, 224, 48, 43, 212, 223, 109, 115, 112, 219, 213, 230, 240, 105, 104, 208. Из них одна пробы по скважине 231 признана некондиционной. Также использовались анализы газа 2 проб, отобранных на производственной линии ГУ и 24 проб, отобранных в ГУ Сепараторе. Результаты анализов газа, растворенного в нефти, приведены в таблице 2.3.3.1.

Восточный свод

Продуктивный горизонт М-II-2 изучен 3 пробами. Средние содержания компонентов составляют: метана – 45,3%, этана – 13,72%, пропана – 18,26%, бутанов – 13,3%. Также установлено минимальное содержание углекислого газа – 3,07%, содержание азота – 0,92%. Удельный вес газа по отношению к воздуху в среднем составляет 1,12 г/см³. Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования горизонта М-II-2 - метан-пропанового состава.

Продуктивный горизонт Рz-2 изучен 4 пробами из скв. 120, 121, 126 и 237. Средние содержания компонентов составляют: метана – 44,20%, этана – 14,60%, пропана – 16,19%, бутанов – 13,85%. Установлено минимальное содержание углекислого газа – 0,07%, среднее содержание азота – 3,79%. Удельный вес газа по отношению к воздуху в среднем составляет 0,98 г/см³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования горизонта Рz-2 - метан-пропанового состава.

Продуктивный горизонт Рz-1 представлен 5-ти пробами из скв. 47, 229, 231 и 235. В пробе из скважины 231 мольное содержание растворенного газа в нефти отличается, поэтому, пробы признана некондиционной.

Средние содержания компонентов составляет: метана – 44,39%, этана – 14,82%, пропана – 18,44%, бутанов – 11,3%, минимальное содержание углекислого газа – 0,92%, среднее содержание азота – 4,12%. Удельный вес газа по отношению к воздуху в среднем составляет 0,95 г/см³. По составу, газ метано-пропановый.

Западный свод

Продуктивный горизонт М-II-2 охарактеризован одной пробой из скв. 42. Содержание компонентов составляет: метана - 36,87%, этана – 15,02%, пропана – 24,43%, бутанов – 14,8 %. Установлено минимальное содержание углекислого газа – 2,98%,

среднее содержание азота – 0,06%. Удельный вес газа по воздуху в среднем составляет 1,214 г/см³.

Продуктивный горизонт М-II-1 охарактеризован одной пробой из скв. 224. Содержание компонентов составляет: метана – 14,48%, этана – 4,7%, пропана – 6,22%, бутанов – 1,78%, также установлено содержание углекислого газа – 0,03% и азота – 0,5%.

Продуктивный горизонт Рz-1 представлен 13-ти пробами. Средние содержания компонентов составляет: метана – 47,05%, этана – 14,67%, пропана – 16,74%, бутанов – 12,7%, установлено минимальное содержание углекислого газа – 0,73%, и содержание азота – 3,27%. Удельный вес газа по воздуху в среднем составляет – 0,996г/см³.

В 2 пробах, отобранных на ГУ и 24 пробах, отобранных на Сепараторе, содержание компонентов составляет: метана -70,8 и 63,5%, этана – 15,055 и 12,99%, пропана – 6,5 и 13,50%, бутанов – 4,5 и 6,21%, содержание углекислого газа - 0,17 и 0,17%, содержание азота – 1,595 и 1,11%. Удельный вес газа по воздуху в составляет 0,87 и 0,16 г/см³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ продуктивных горизонтов месторождения Северо-Западный Кызылкия относится к метан-пропановому типу. Результаты анализов приведены в таблице 2.3.3.1.

Таблица 2.3.3.1 - Результаты анализов газа растворенного в нефти

Наименование	Пласт				
	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	
	Скв.	проб			
1	2	3	4	5	
Восточный свод					
Горизонт М-II-2					
Мольное содержание %	Метан Этан Пропан i-бутан n-бутан i-пентан n-пентан гексан+высшие Углекислый газ Азот	3	3	36,67-61,85 10,3-15,58 9,69-23,2 3,16-6,16 5,92-9,73 1,42-3,05 1,43-2,87 0,82-1,52 0,07-5,35 0,05-2,64	45,3 13,72 18,26 4,89 8,43 2,18 2,04 1,19 3,07 0,92
Удельный вес по воздуху, г/см ³		3	3	0,928-1,223	1,12
Горизонт Рz-2					
Мольное содержание %	Метан Этан Пропан i-бутан n-бутан i-пентан n-пентан гексан+высшие Углекислый газ Азот	4	4	34,93-65,11 11,17-16,77 7,02-23,88 1,6-5,77 2,95-12,27 0,67-3,54 2,87-4,27 0,2-3,47 0,03-0,11 1,02-10,93	44,2 14,6 16,19 4,38 9,47 2,53 3,7 1,96 0,07 3,79
Удельный вес по воздуху, г/см ³		3	3	0,099-1,326	0,98

Продолжение таблицы 2.3.3.1

1	2	3	4	5
Горизонт Рз-1				
Мольное содержание %	Метан	5	8	4,67-66,02
	Этан			1,45-18,61
	Пропан			0,07-28,38
	i-бутан			0,33-6,33
	n-бутан			0,62-12,69
	i-пентан			0,22-4,14
	n-пентан			0,28-4,9
	гексан+высшие			0,0062-3,19
	Углекислый газ			0,15-3,1
	Азот			0,12-90,33
Удельный вес по воздуху, г/см ³	5	8	0,096-1,35	0,95
Западный свод				
Горизонт М-П-2				
Мольное содержание %	Метан	1	1	36,87
	Этан			15,02
	Пропан			24,43
	i-бутан			5,45
	n-бутан			9,34
	i-пентан			2,22
	n-пентан			2,15
	гексан+высшие			1,5
	Углекислый газ			2,98
	Азот			0,06
Удельный вес по воздуху, г/см ³	1	1	1,214	1,214
Горизонт М-П-1				
Мольное содержание %	Метан	1	1	14,48
	Этан			4,7
	Пропан			6,22
	i-бутан			1,78
	n-бутан			4,25
	i-пентан			1,39
	n-пентан			1,59
	гексан+высшие			1,52
	Углекислый газ			0,03
	Азот			0,5
Удельный вес по воздуху, г/см ³	-	-	-	-
Горизонт Рз-1				
Мольное содержание %	Метан	13	13	0,14-84,835
	Этан		13	5,286-31,84
	Пропан		13	7,564-27,94
	i-бутан		13	1,23-26,87
	n-бутан		13	0,74-18,26
	i-пентан		13	0,129-12,54
	n-пентан		13	0,174-4,95
	гексан+высшие		11	0,34-4,17
	Углекислый газ		11	0,04-3,16
	Азот		11	0,1-11,4
Удельный вес по воздуху, г/см ³	13	11	0,103-1,388	0,996

2.3.4 Состав и свойства пластовых вод

По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении отобраны 91 глубинных проб воды, из них 5 проб отракованы.

Восточный свод.

Из горизонта **M-II-2** отобрано 7 проб воды из скважин 33, 34 и 138, из них 3 пробы из скважины 138 отбракованы. Плотность воды в среднем составляет $1,042 \text{ г}/\text{см}^3$, минерализация изменяется от $39,3 \text{ г}/\text{л}$ до $77,3 \text{ г}/\text{л}$, и в среднем равна $58,5 \text{ г}/\text{л}$. Показатель рН в среднем составляет 6,6. Механические примеси в воде незначительные и в среднем равны $0,015 \text{ г}/\text{л}$. Величина общей жесткости воды равна $191,0 \text{ мг-экв}/\text{л}$.

Горизонт Pz-2. Отобраны 17 проб воды. Плотность воды колеблется от $1,08 \text{ г}/\text{см}^3$ до $1,078 \text{ г}/\text{см}^3$, в среднем составляет $1,06 \text{ г}/\text{см}^3$, минерализация изменяется от $71,4 \text{ г}/\text{л}$ до $121,4 \text{ г}/\text{л}$, в среднем равна $86,8 \text{ г}/\text{л}$. Показатель рН колеблется от 4,9 до 8,2, и в среднем составляет 6,4. Механические примеси в воде незначительные и в среднем составляют $0,12 \text{ г}/\text{л}$.

Горизонт Pz-1. Отобраны 24 пробы из скважин 47, 52, 124, 127, 229, 233, 234 и 235. Плотность воды колеблется от $1,05 \text{ г}/\text{см}^3$ до $1,09 \text{ г}/\text{см}^3$, в среднем составляет $1,059 \text{ г}/\text{см}^3$, минерализация изменяется от $33,5 \text{ г}/\text{л}$ до $122,6 \text{ г}/\text{л}$, в среднем равна $84,6 \text{ г}/\text{л}$. Показатель рН колеблется от 4,85 до 7,6 и в среднем составляет 6,2. Механические примеси в воде изменяются от $0,004 \text{ г}/\text{л}$ до $1,96 \text{ г}/\text{л}$, и в среднем составляют $0,248 \text{ г}/\text{л}$.

Западный свод.

Горизонт M-II-2. Отобраны 5 проб воды со скв. 42, 43. Плотность воды колеблется от $1,008 \text{ г}/\text{см}^3$ до $1,04 \text{ г}/\text{см}^3$, в среднем составляет $1,024 \text{ г}/\text{см}^3$, минерализация изменяется от $22,2 \text{ г}/\text{л}$ до $60,1 \text{ г}/\text{л}$, в среднем равна $35,9,7 \text{ г}/\text{л}$. Показатель рН колеблется от 6,6 до 7,45, в среднем составляет 7,14. Механические примеси в воде изменяются от $0,0127 \text{ г}/\text{л}$ до $0,1029 \text{ г}/\text{л}$, в среднем составляют $0,1 \text{ г}/\text{л}$.

Горизонт Pz-2. Отобраны и изучены 14 проб из скважин 38, 54, 55, и 108, 103, из них одна пробы отбракована. Плотность воды колеблется от $1,045 \text{ г}/\text{см}^3$ до $1,122 \text{ г}/\text{см}^3$, в среднем составляет $1,08 \text{ г}/\text{см}^3$, минерализация изменяется от $67,9$ до $163,7 \text{ г}/\text{л}$, в среднем равна $101,6,7 \text{ г}/\text{л}$. Показатель рН колеблется от 4,9 до 6,83, в среднем составляет 6,05. Механические примеси в воде изменяются от $0,0131$ до $0,985 \text{ г}/\text{л}$, в среднем составляют $0,379 \text{ г}/\text{л}$.

Горизонт Pz-1. Отобраны 16 проб воды со скважин 43, 101Д, 106, 109, 110, 219, 220, 113, 217, из них по две пробы со скважин №№106 и 110 отбракованы. Плотность воды колеблется от $1,025 \text{ г}/\text{см}^3$ до $1,052 \text{ г}/\text{см}^3$, в среднем составляет $1,028 \text{ г}/\text{см}^3$, минерализация воды изменяется от $36,3 \text{ г}/\text{л}$ до $80,7 \text{ г}/\text{л}$, в среднем равна $45,3 \text{ г}/\text{л}$. Показатель рН колеблется от 3,96 до 8,8 в среднем равен 6,7. Механические примеси в воде изменяются от $0,0021 \text{ г}/\text{л}$ до $0,169 \text{ г}/\text{л}$, в среднем составляют $0,072 \text{ г}/\text{л}$.

Со скважины 58 отобраны четыре пробы воды во время совместного испытания горизонтов **Pz-1** и **Pz-2**. Плотность воды изменяется от 1,013 г/см³ до 1,054 г/см³, в среднем равна 1 г/см³, минерализация в среднем составляет 56,1 г/л, показатель pH колеблется от 5,05 до 6,75, в среднем составляет 5,8.

В целом воды горизонтов Pz-1 и Pz-2 Восточного и Западного сводов схожи, и по составу относится к хлоркальциевому типу.

Ниже в таблице 2.3.4.1 представлен состав пластовых вод месторождения.

Таблица 2.3.4.1 - Химический состав и физические свойства пластовых вод

Содержание ионов, мг/л и примесей, г/см ³ , ом- м ² /м, %	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Восточный свод				
Горизонт М-II-2				
Cl мг/л	3	4	23785-47357	35642
<i>SO₄⁻²</i> мг/л	3	4	30-480,3	193,4
<i>HCO₃⁻</i> мг/л	3	4	107-403	242
<i>Ca⁺²</i> мг/л	3	4	401-5691,4	3186,4
<i>Mg⁺²</i> мг/л	3	4	24-972,8	389,2
Na+K, мг/л	3	4	14811-23094	18887,5
Общее Fe, мг/л	3	4	3,4-80	36,4
Общ.жест., мг-экв/л	3	4	24-364	191
Общ. Минер., мг/л	3	4	13166,4-77344	58492
Мех. примеси, г/л	3	4	0,0053-0,0363	0,0149
Ba ²⁺ , мг/л (бария)	3	4	157-1079,7	456,7
Сопротивление, ом-м ² /м	3	4	0,14-0,14	0,14
Температура, °F	3	4	56-56	56
pH	3	4	6,15-7,2	6,6
Плотность г/см ³	3	4	1,031-1,054	1,042
Обводненность, %	3	4	15-96	51,8
Горизонт Pz-2				
Cl мг/л	8	17	23273,8-81846,1	55476,4
<i>SO₄⁻²</i> мг/л	8	17	24-570	183,8
<i>HCO₃⁻</i> мг/л	8	17	122-839	279,5
<i>Ca⁺²</i> мг/л	8	17	240-16809	6338,1
<i>Mg⁺²</i> мг/л	8	17	73-1690	744,4
Na+K, мг/л	8	17	5375-45421	26229,7
Общее Fe, мг/л	4	10	0,13-35	12,96
Общ.жест., мг-экв/л	8	17	18-943	459,8
Общ. Минер., мг/л	8	17	36641,9-132085	89252,3
Мех. примеси, г/л	6	17	0,0269-0,7009	0,119
Ba ²⁺ , мг/л (бария)	8	17	77-2654	883,5
Сопротивление, ом-м ² /м	5	9	0,08-0,28	0,15
Температура, °F	5	9	60-74	68,5
pH	8	17	4,9-8,2	6,4
Плотность г/см ¹	8	17	1,08-1,078	1,06
Обводненность, %	8	16	37-100	75,3

Продолжение таблицы 2.3.4.1

1	2	3	4	5
Горизонт Pz-1				
Cl мг/л	8	24	42955-74550	55284,5
SO_4^{2-} мг/л	8	24	68-560	220,3
HCO_3^- мг/л	8	24	61-512	246
Ca^{+2} мг/л	8	24	401-23040	8477,1
Mg^{+2} мг/л	8	24	0-3552	1272,7
Na+K, мг/л	8	24	8712-45921	23941,96
Общее Fe, мг/л	4	9	2,5-705	182,2
Общ.жест., мг-экв/л	8	24	20-1448	526,68
Общ. минер., мг/л	8	24	33541,3-122565	84927,5
Мех. примеси, г/л	8	20	0,004-1,962	0,232
Ba2+, мг/л (бария)	8	24	93-1590	577,13
Сопротивление, ом-м ² /м	8	16	0,1-0,28	0,136
Температура, °F	8	16	56-82	73,25
pH	8	24	4,8-7,61	6,19
Плотность г/см ³	8	24	1,05-1,092	1,06
Обводненность, %	8	23	32-100	89,056
Горизонт Pz-1+Pz-2				
Cl мг/л	1	2	62125-93590	77857
SO_4^{2-} мг/л	1	2	264,2-510,3	387,3
HCO_3^- мг/л	1	2	183-457,5	320,3
Ca^{+2} мг/л	1	2	12224,4-16728	14476
Mg^{+2} мг/л	1	2	1824-2133,6	1978,8
Na+K, мг/л	1	2	30131-43812	36971
Общее Fe, мг/л	-	-	-	-
Общ. жест., мг-экв/л	1	2	460-1014	737
Общ. минер., мг/л	1	2	107272-156711	131991,5
Мех. примеси, г/л	-	-	-	-
Ba2+, мг/л (бария)	1	2	1088,6-1155,5	1122,1
Сопротивление, ом-м ² /м	1	2	0,1-0,12	0,11
Температура, °F	1	2	72	72
pH	1	2	6,07-6,97	6,5
Плотность г/см ³	1	2	1,063-1,065	1
Обводненность, %	1	2	98-100	99
Западный свод				
Горизонт M-II-2				
Cl мг/л	2	5	13265-40789,5	26484
SO_4^{2-} мг/л	2	5	10-968,6	396,6
HCO_3^- мг/л	2	5	5-106,8	283,7
Ca^{+2} мг/л	2	5	1764-7298,6	4953,8
Mg^{+2} мг/л	2	5	381,6-1656	1034,1
Na+K, мг/л	2	5	6131-18590,6	10878
Общее Fe, мг/л	-	-	-	-
Общ.жест., мг-экв/л	2	5	120-468	333
Общ. минер., мг/л	2	5	22219,6-60144,3	35905,8
Мех. примеси, г/л	2	5	0,0127-0,1029	0,1
Ba2+, мг/л (бария)	2	5	351,2-961,5	584,5
Сопротивление, ом-м ² /м	2	5	0,14-1,2	0,4
Температура, °F	2	5	70-80	75,6
pH	2	5	6,63-7,45	7,14
Плотность г/см ³	2	5	1,008-1,04	1,024
Обводненность, %	2	5	68-100	93,2

Продолжение таблицы 2.3.4.1

1	2	3	4	5
Горизонт Pz-2				
Cl мг/л	5	13	41180-98903	64816,9
SO_4^{2-} мг/л	5	12	20-324	126,7
HCO_3^- мг/л	5	13	85,4-488	281,8
Ca^{+2} мг/л	5	12	561-12372	4735,6
Mg^{+2} мг/л	5	12	24-2796	681,5
Na+K, мг/л	5	13	13326-63678	36341
Общее Fe, мг/л	5	5	1,3-65262	21767,6
Общ. Жест., мг-экв/л	5	13	30-753	292,8
Общ. Минер., мг/л	5	12	67997-163728	101612
Мех. примеси, г/л	5	9	0,0131-0,9851	0,379
Ba2+, мг/л (бария)	5	12	127-1133,8	538,9
Сопротивление, ом-м2/м	5	5	0,11-5,4	1,17
Температура, °F	5	5	54-76	70,8
pH	5	13	4,96-6,83	6,05
Плотность г/см1	5	13	1,045-1,122	1,08
Обводненность, %	5	13	25-100	69,7
Горизонт Pz-1				
Cl мг/л	8	12	22365-50330	27978,3
SO_4^{2-} мг/л	8	12	10-566	231,08
HCO_3^- мг/л	8	12	61-610	294,2
Ca^{+2} мг/л	8	12	1643-11318	5173,5
Mg^{+2} мг/л	8	12	437,8-1836,2	828,86
Na+K, мг/л	8	12	9468,5-24305	11109,4
Общее Fe, мг/л	2	2	4,2-189	58,22
Общ.жест., мг-экв/л	8	12	118-691	326,7
Общ. Минер., мг/л	8	12	36262-80661	45320
Мех. примеси, г/л	6	9	0,0021-0,1689	0,072
Ba2+, мг/л (бария)	8	12	165-1451,4	845,7
Сопротивление, ом-м2/м	7	10	0,11-0,74	0,72
Температура, °F	7	10	66-80	73,1
pH	8	10	3,96-8,8	6,7
Плотность г/см1	8	10	1,025-1,052	1,028
Обводненность, %	8	10	25-100	90,6
Горизонт Pz-1+Pz-2				
Cl мг/л	1	4	13860-92750	48598,8
SO_4^{2-} мг/л	1	4	180-230	189,3
HCO_3^- мг/л	1	4	115,9-427	226,5
Ca^{+2} мг/л	1	4	1920-8440	5543,5
Mg^{+2} мг/л	1	4	216-1416	781,5
Na+K, мг/л	1	4	6497,4-47968,6	23831
Общее Fe, мг/л	1	4	2-6	3,2
Общ.жест., мг-экв/л	1	4	114-540	342
Общ. Минер., мг/л	1	4	22789,3-73406	56083
Мех. примеси, г/л	1	2	0,0842-0,1059	0,0951
Ba2+, мг/л (бария)	1	4	274-1114,4	651,8
Сопротивление, ом-м2/м	1	3	0,1-0,3	0,2
Температура, °F	1	3	72-82	78,7
pH	1	3	5,05-6,75	5,8
Плотность г/см1	1	3	1,013-1,054	1
Обводненность, %	1	3	85-100	95,3

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

Всего по месторождению на лабораторные анализы было отобрано 276 образцов, 114 образцов представительные. Из них в продуктивной толще М-II исследованы 92

образца, в Pz-2 - 14 образцов и в Pz-1 - 167 образцов. После подсчета запасов изучен керн из двух скважин: 51, 242.

Для физико-гидродинамической характеристики коллекторов были использованы результаты определения на керне проницаемости и пористости, относительной фазовой проницаемости (ОФП) для нефти и воды, кривых капиллярного давления, остаточной водонасыщенности, коэффициента вытеснения нефти водой.

Сопоставление пористости с проницаемостью построено по 114 представительным образцам: 47 образцам горизонта M-II-2 и 67 образцам горизонтов Pz-1 и Pz-2 (рис.2.4.1).

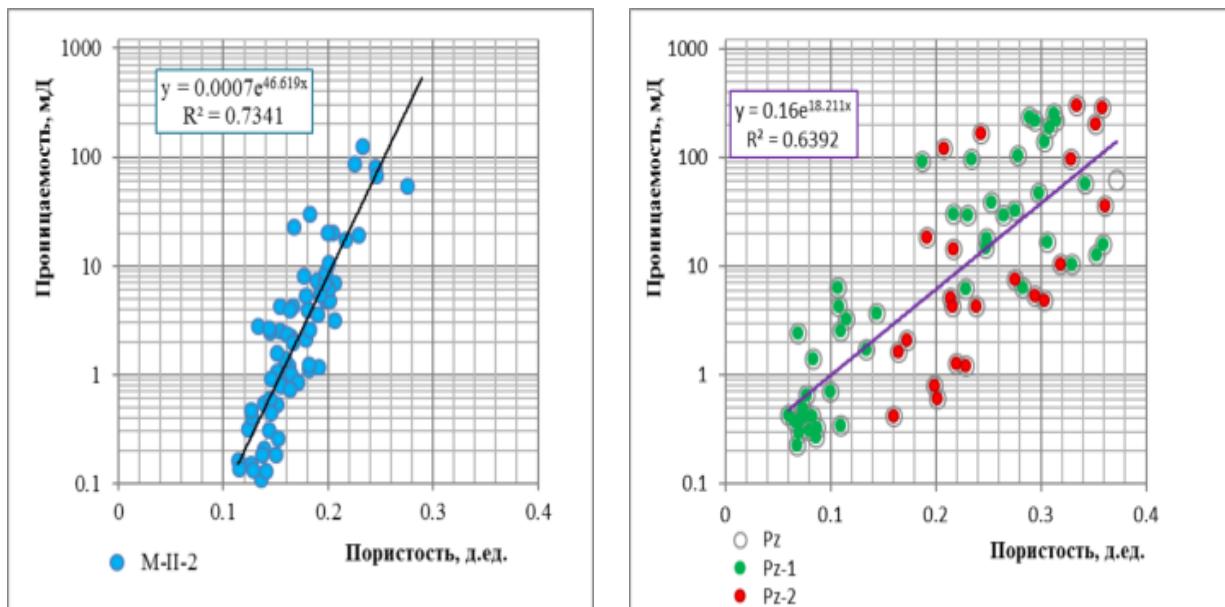


Рисунок 2.4.1 – Зависимость Кпр от Кп для продуктивных горизонтов М-II-2, Pz-1, Pz-2

Относительные фазовые проницаемости.

Относительная фазовая проницаемость была измерена путем вытеснения воды при постоянной скорости вращения методом центрифугирования с соблюдением фактических текущих пластовых условий и использованием пластовых нефти и воды данного месторождения. Результаты определения фазовых проницаемостей приведены в таблице 2.4.1 и рисунке 2.4.2.

Таблица 2.4.1 – Относительная проницаемость по нефти и воде в зависимости от водонасыщенности

№ скв.	№ режима	Доля флюида в потоке, %		Насыщенность, д. ед.		Фазовая проницаемость, мД		Относительная фазовая проницаемость, д.ед.	
		нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода
51	1	100	0	0,59	0,41	0,406	0	1	0
51	2	90	10	0,48	0,52	0,1	0,008	0,247	0,02
51	3	75	25	0,45	0,55	0,06	0,015	0,147	0,036
51	4	50	50	0,41	0,59	0,03	0,022	0,074	0,055
51	5	25	75	0,38	0,62	0,016	0,035	0,039	0,087
51	6	10	90	0,35	0,65	0,008	0,056	0,021	0,138
51	7	0	100	0,29	0,71	0	0,112	0	0,276
108	1	100	0	0,7	0,3	0,952	0	1	0
108	2	90	10	0,54	0,46	0,281	0,023	0,296	0,024
108	3	75	25	0,49	0,51	0,145	0,036	0,153	0,038
108	4	50	50	0,44	0,56	0,072	0,053	0,075	0,056
108	5	25	75	0,39	0,61	0,036	0,08	0,038	0,084
108	6	10	90	0,36	0,64	0,018	0,119	0,019	0,125
108	7	0	100	0,29	0,71	0	0,225	0	0,236
242	1	100	0	0,73	0,27	15,632	0	1	0
242	2	90	10	0,56	0,44	5,027	0,414	0,322	0,027
242	3	75	25	0,5	0,5	2,617	0,647	0,167	0,041
242	4	50	50	0,44	0,56	1,53	1,135	0,098	0,073
242	5	25	75	0,39	0,62	0,841	1,87	0,054	0,12
242	6	10	90	0,33	0,67	0,463	3,086	0,03	0,197
242	7	0	100	0,24	0,76	0	6,195	0	0,396

Кривые относительных фазовых проницаемостей по воде и нефти пересекаются в диапазоне точек $Sw=0,57\div0,60$ д.ед., среднее 0,58 д.ед. (рис.2.4.2).

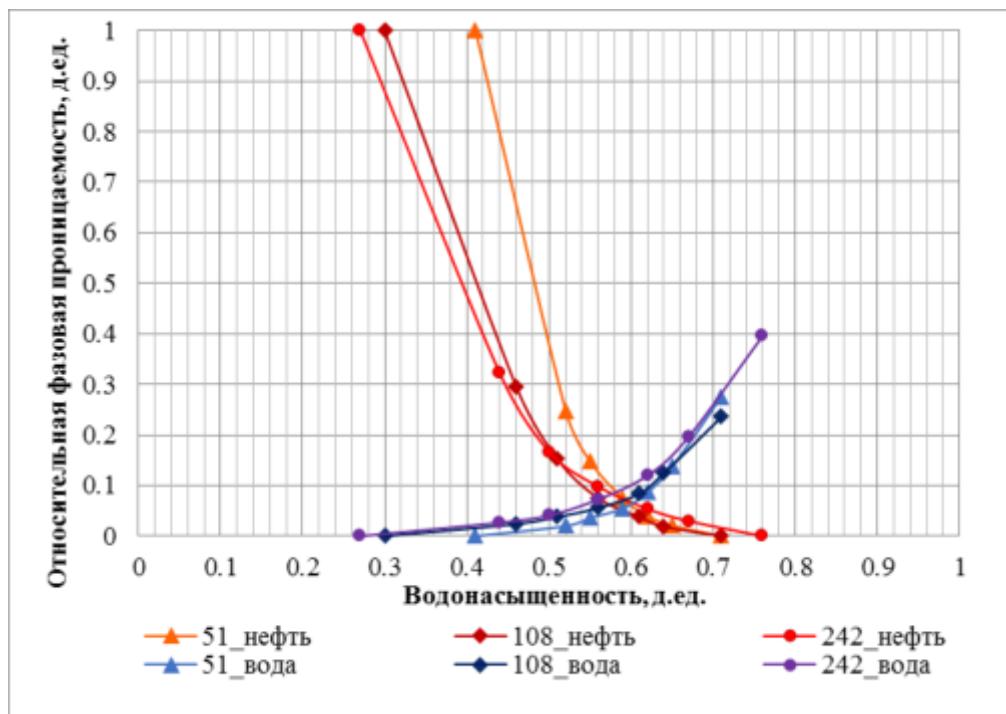


Рисунок 2.4.2 – Относительные фазовые проницаемости нефти и воды

Остаточная водонасыщенность методом центрифугирования. Эксперимент по определению остаточной водонасыщенности проводился на 37 образцах керна, отобранного из горизонта Pz-1, скважин 219 (18 обр), 232 (14 обр.), 242 (3 обр) и 108 (2 обр). Исходные данные для сопоставления приведены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 - Характеристика образцов и результаты определения Кво

скв.	№ обр.	T, °C	УЭС воды, Омм	Темп. поправки	Эл. сопр., Омм	УЭС, Омм	Кп, д. ед	Газопро- ницае- мость, мД	Кво, д. ед
			Vb	At	Робр.	Voбр.			
219	1.-3805	24,0	0,17	1,14	82250,0	1709,1	0,004	0,07	0,820
219	2.-3806	24,0	0,17	1,14	22195,0	461,2	0,008	0,072	0,670
219	3.-3807	24,0	0,17	1,14	12005,0	249,5	0,026	0,08	0,860
219	4.-3808	24,0	0,17	1,14	32750,0	680,5	0,004	0,062	0,810
219	5.-3809	24,0	0,17	1,14	43950,0	913,3	0,009	0,069	0,570
219	6.-3810	24,0	0,17	1,14	9555,0	198,6	0,012	0,087	0,820
219	7.-3811	24,0	0,17	1,14	3545,0	73,7	0,026	0,083	0,900
219	8.-3812	24,0	0,17	1,14	5310,0	110,3	0,009	0,104	0,800
219	9.-3813	24,0	0,17	1,14	4245,0	88,2	0,019	0,318	0,850
219	10.-3814	24,0	0,17	1,14	41934,0	431,2	0,008	0,074	0,850
219	11.-3815	24,0	0,17	1,14	1295,0	26,9	0,048	0,103	0,880
219	12.-3816	24,0	0,17	1,14	29450,0	612,0	0,008	0,061	0,780
219	13.-3817	24,0	0,17	1,14	1405,0	29,2	0,045	0,359	0,860
219	14.-3818	24,0	0,17	1,14	3855,0	80,1	0,026	0,1	0,860
219	15.-3819	24,0	0,17	1,14	65,0	1,4	0,282	6,455	0,520
219	16.-3820	24,0	0,17	1,14	60,0	1,3	0,329	10,473	0,460
219	17.-3821	24,0	0,17	1,14	55,0	1,1	0,353	12,794	0,390
219	18.-3822	24,0	0,17	1,14	50,0	1,0	0,359	16,156	0,390
231	1.-3823	24,0	0,17	1,14	9115,0	189,4	0,008	0,076	0,760
231	2.-3824	24,0	0,17	1,14	5945,0	123,5	0,008	0,162	0,590
231	3.-3825	24,0	0,17	1,14	3590,0	74,6	0,011	0,536	0,760
231	4.-3826	24,0	0,17	1,14	1015,0	21,1	0,024	4,899	0,780
231	5.-3827	24,0	0,17	1,14	3565,0	74,1	0,019	1,459	0,840
231	6.-3828	24,0	0,17	1,14	4815,0	100,1	0,019	0,079	0,820
231	7.-3829	24,0	0,17	1,14	1155,0	24,0	0,029	4,192	0,770
231	8.-3830	24,0	0,17	1,14	1335,0	27,7	0,031	2,824	0,800
231	9.-3831	24,0	0,17	1,14	5340,0	111,0	0,010	0,094	0,760
231	10.-3832	24,0	0,17	1,14	1720,0	35,7	0,031	2,187	0,830
231	11.-3833	24,0	0,17	1,14	2590,0	53,8	0,021	0,214	0,760
231	12.-3834	24,0	0,17	1,14	6255,0	130,0	0,012	0,066	0,810
231	13.-3835	24,0	0,17	1,14	2675,0	55,6	0,020	0,085	0,840
231	14.-3836	24,0	0,17	1,14	7785,0	161,8	0,008	0,073	0,770
242	2	-	0,14	-	522	5,12	0,228	1,21	0,692
242	4	-	0,14	-	527	5,16	0,16	0,426	0,85
242	8	-	0,14	-	2364	23,02	0,243	169,2	0,236
108	2	-	0,14	-	632	6,17	0,294	5,37	0,521
108	4	-	0,14	-	1294	12,7	0,361	35,8	0,297

Сопоставление значений остаточной водонасыщенности с пористостью и проницаемостью представлено на рисунке 2.4.3. Судя по рис. 2.4.3, низкопористые и низкопроницаемые образцы имеют высокую остаточную водонасыщенность - больше 0,75 д.ед. -, что вполне закономерно для пород, которые не являются коллекторами.

Полученные уравнения связи имеют коэффициент корреляции менее 0,7, поэтому могут быть применены только для ориентировочного пользования.

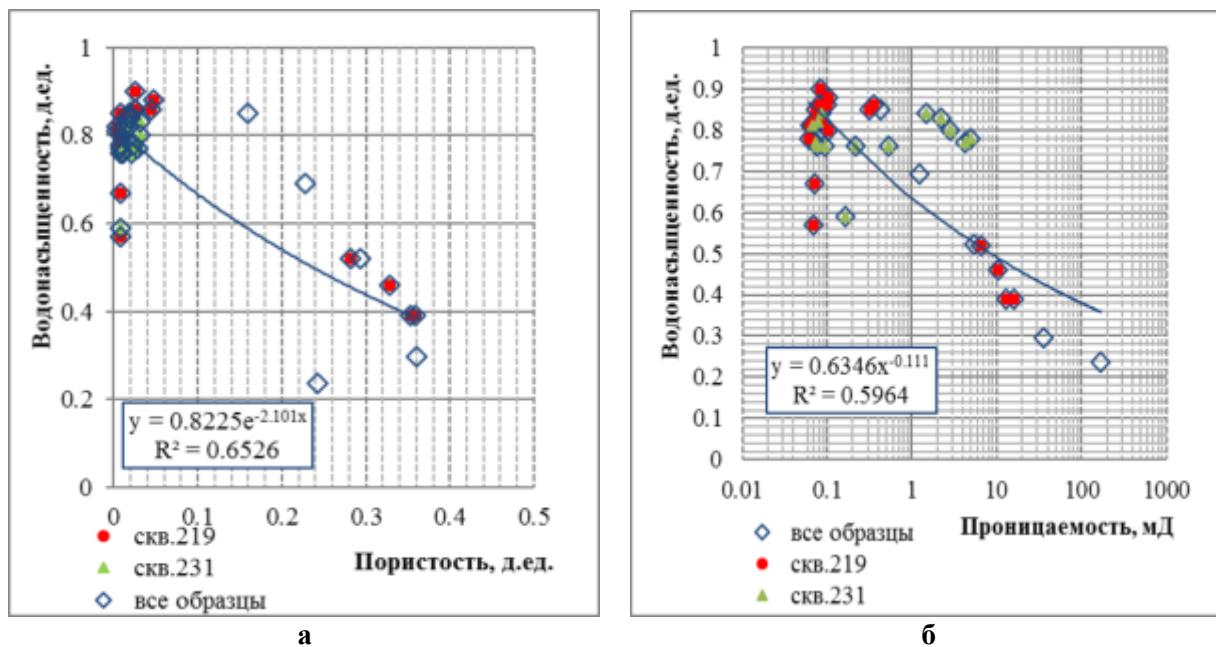


Рисунок 2.4.3 – Отложения Рз-1. Сопоставление остаточной водонасыщенности с пористостью (а) и проницаемостью (б)

Определение коэффициента вытеснения нефти водой.

Коэффициент вытеснения нефти водой определялся на 4 образцах керна, отобранных из скважин 51, 108, 242 горизонтов Рз-1 и Рз-2. Исходные данные и полученные результаты приведены в таблице 2.4.3.

Таблица 2.4.3 - Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

№ образца	Глубина отбора образца, м	Открытая пористость, д.ед.	Проницае-мость, 10^{-3} мкм ²	Остат. водонасыщенность, д.ед.	Объем пор, Упор, см ³	Остат. нефть, д.ед.	Коэф. вытесн. нефти водой, д.ед.
<i>Скважина №51</i>							
3	1462,9	0,14	3,7	0,39	4,718	0,29	0,52
7	1464,5	0,11	4,3	0,41	6,137	0,29	0,52
<i>Скважина №108</i>							
3	1418,26	0,318	10,442	0,296	17,79	0,293	0,584
<i>Скважина №242</i>							
7	1393,2	0,21	120,53	0,27	11,065	0,24	0,67

По результатам исследования коэффициент вытеснения нефти водой изменяется в пределах от 0,52 до 0,67 д.ед., среднее 0,57 д.ед.

Низкоминерализованная вода позволила вытеснить 52% нефти из керна с проницаемостью 4 мД (4×10^{-3} мкм²). Учитывая то, что при такой низкой проницаемости коэффициент вытеснения нефти редко превышает 40% можно сделать вывод, что низкоминерализованная вода является эффективным методом увеличения нефтеотдачи в условиях месторождения Северо-Западный Кызылкия.

Кривые капиллярного давления получены методом центрифугирования на 5 образцах керна скв.108 (2 обр.) и скв.242 (3 обр.) из горизонтов Рз-1, Рз-2. Максимально достигнутое капиллярное давление составило 0,82 МПа (табл.2.4.4).

Таблица 2.4.4 - Результаты определения кривых капиллярного давления

Лабора- торный номер образца	Глубина отбора образца, м	Прони- цаемость для газа, *10-3, мкм2	Порис- тость по воде, д.ед.	Порис- тость по гелию, д.ед.	Длина образца, x10-2. м	Удельное сопро- тивление воды, Омм	Скорость вращения ротора центрифуги. об/мин	Капил- лярное давление. МПа	Водона- сыщен- ность образца, д.ед.
<i>скв.108</i>									
2	1417,39	5,37	0,293	0,294	5,06	0,14	0	0	1
							500	0,001	0,983
							1000	0,005	0,974
							1500	0,011	0,967
							2000	0,019	0,948
							3000	0,043	0,876
							5000	0,121	0,773
							7000	0,237	0,69
							9000	0,391	0,628
							11000	0,584	0,563
							13000	0,816	0,521
4	1419,51	35,8	0,356	0,361	5,07	0,14	0	0	1
							500	0,001	0,98
							1000	0,005	0,958
							1500	0,011	0,904
							2000	0,019	0,828
							3000	0,043	0,677
							5000	0,121	0,518
							7000	0,237	0,432
							9000	0,391	0,358
							11000	0,585	0,323
							13000	0,816	0,297
<i>скв.242</i>									
2	1392,07	1,21	0,224	0,228	5,06	0,14	0	0	1
							500	0,001	0,972
							1000	0,005	0,958
							1500	0,011	0,954
							2000	0,019	0,949
							3000	0,043	0,921
							5000	0,121	0,86
							7000	0,236	0,802
							9000	0,391	0,752
							11000	0,584	0,71
							13000	0,815	0,692
4	1392,52	0,426	0,160	0,16	5,06	0,14	0	0	1
							500	0,001	0,979
							1000	0,005	0,965
							1500	0,011	0,958
							2000	0,019	0,955
							3000	0,043	0,953
							5000	0,121	0,944
							7000	0,236	0,924
							9000	0,391	0,901
							11000	0,584	0,873
							13000	0,815	0,85
8	1393,37	169,2	0,236	0,243	5,06	0,14	0	0	1
							500	0,001	0,989
							1000	0,005	0,775
							1500	0,011	0,558
							2000	0,019	0,463
							3000	0,043	0,414
							5000	0,121	0,354
							7000	0,237	0,302
							9000	0,391	0,274
							11000	0,584	0,254
							13000	0,816	0,236

Кривые капиллярного давления по образцам керна показаны на рис.2.4.4. Вид кривых изменяется в зависимости от емкостно-фильтрационных свойств исследованных образцов. Исследования проводились на образцах с проницаемостью в диапазоне $(0,43 - 169,2) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, пористостью - от 0,16 до 0,36 д.ед.

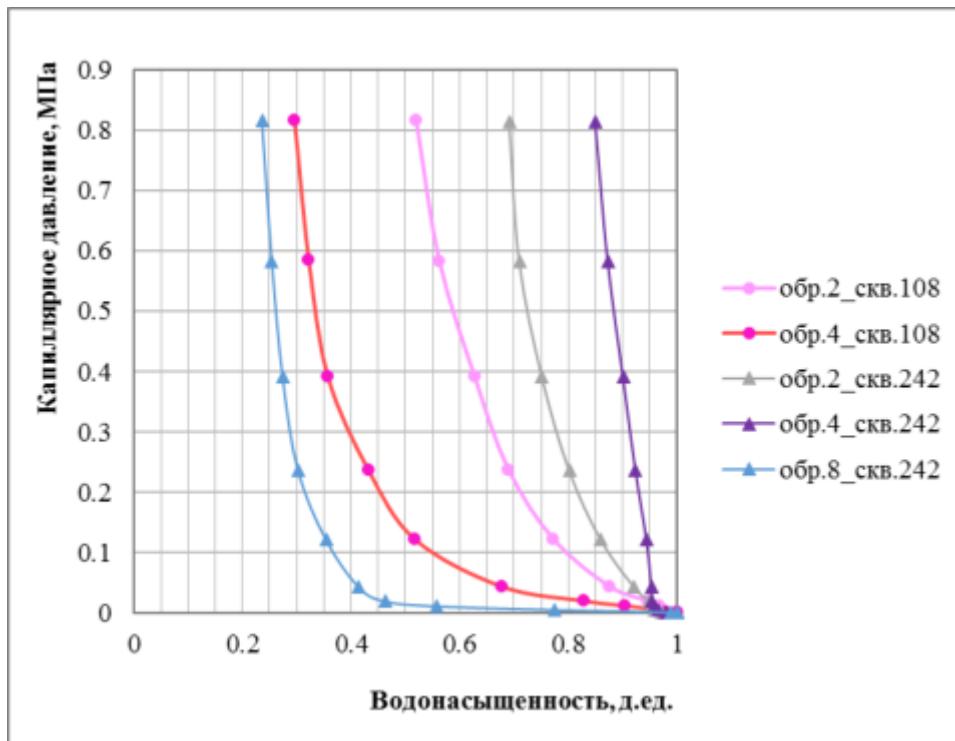


Рисунок 2.4.4 – Кривые капиллярного давления

Судя по виду кривых, неснижаемая водонасыщенность была достигнута на всех образцах. Для всех образцов кривые капиллярного давления или выходят на асимптоту или приближаются к ней.

2.5 Запасы нефти и газа

По состоянию изученности на 02.01.2021 г. был выполнен Пересчет запасов нефти и растворенного газа. Были посчитаны запасы по залежам, приуроченным к 4 продуктивным горизонтам, два из них выделены в меловых отложениях и два в палеозойских.

Протоколом ГКЗ РК №2366-21-У от 17.11.2021 г. в Государственном балансе РК были учтены запасы нефти и растворенного газа в количестве и по категориям:

Геологические / извлекаемые запасы нефти:

В - 7601,0 тыс.т / 2239 тыс.т;

С₁ - 6469,0 тыс.т / 1668 тыс.т

В+С₁-14070тыс.т/3907тыс.т

С₂-441,0 тыс.т /38,0 тыс.т

Геологические / извлекаемые запасы растворенного газа:

В - 874 млн. м³/253 млн. м³

С₁ – 740 млн. м³/187млн. м³

В+С₁- 1614 млн. м³/440млн. м³

С₂ - 54 млн. м³/5млн. м³

Результаты подсчета запасов нефти и растворенного в нефти газа приведены в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1 - Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по месторождению Северо-Западный Кызылкия

Горизонт	Блок/район	Зона	Категория запасов	Коэффициент, доли ед,										Геологические запасы нефти, (тыс.т.)	Коэффициент нефтезвлечения	Извлекаемые запасы нефти, (тыс. т)	Газосодержание (м ³ /т)	Геологич. запасы раст, газа (млн. м ³)	Извлекаемые запасы раст, газа (млн. м ³)	Добыча по состоянию на 01.01.2023г.	Остаточные запасы нефти(тыс.т)
				Площадь нефтеносности (тыс. м ²)	Средневзвешенная толщина,(м)	Объем нефтенасыщенных пород (тыс.м ³)	Открытой пористости	Нефтенасыщенности	Пересчетный	Плотность нефти, (г/см ³)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Западный свод																					
M-II-1	P-н скв,240	H+BH	C ₁	47	0,8	36	0,171	0,573	0,859	0,842	3	0,211	1	95,7	0,3	0,1					
	P -н скв,203	H+BH	C ₂	84	0,7	56	0,168	0,602	0,859	0,842	4	0,106	0,4	95,7	0,4	-					
	P-н скв,118	H+BH	C ₂	57	0,3	26	0,170	0,551	0,859	0,842	2	0,106	0,2	95,7	0,2	0,02					
	P-н скв,210	H+BH	C ₂	57	0,4	23	0,192	0,579	0,859	0,842	2	0,106	0,2	95,7	0,2	0,02					
	P-н скв,219, 220	H+BH	C ₂	139	0,9	132	0,163	0,534	0,859	0,842	8	0,106	0,8	95,7	0,8	0,1					
	Итого по горизонту M-II-1		C₁	47		36					3		1		0,3		-				
M-II-2	P-н скв,42,239	H	C ₁	268	3,9	1058	0,171	0,549	0,773	0,778	60	0,211	13	95,7	6	1					
		BH		216	3,6	773	0,171	0,549	0,773	0,778	44	0,210	9	95,7	4	1					
	Итого по горизонту M-II-2		C₁	484		1831					104		22		10	2					
	V	H	B	348	9,1	3167	0,243	0,660	0,726	0,786	290	0,150	44	124,3	36	5					
				52	8,3	434	0,243	0,660	0,726	0,786	40	0,150	6	124,3	5	1					
		BH	B	641	9,4	6008	0,250	0,563	0,726	0,786	483	0,147	7	124,3	60	9					
				3722	6,3	23455	0,250	0,563	0,726	0,786	1884	0,147	277	124,3	234	34					
Pz-2	всего	BH	C ₂	1970	2,0	3940	0,250	0,563	0,726	0,786	316	0,074	23	124,3	39	3					
				B	989	18,5	9175				773		115		96	14					
		V	C ₁	3774	6,3	23889					1924		283		239	35					
				B+C ₁	4763	6,9	33064				2697		398		335	49					
		H	C ₂	1970	2,0	3940					316		23		39	3					
				B	989		9175				773		115		96	14					
	VI (P-н скв,58)	H	C ₁	33	5,3	176	0,170	0,635	0,726	0,786	11	0,148	2	124,3	1	0,2					
				81	3	246	0,170	0,635	0,726	0,786	15	0,146	2	124,3	2	0,2					
	всего		C₁	114	3,7	422					26		4		3		-				
	Итого по горизонту Pz-2		B	989		9175					773		115		96	14					
	C₁	C₁	3888		24311					1950		287		243	36						

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Pz-2	Итого по горизонту Pz-2		B+C ₁	4877		33486					2723		402		339	50			
			C ₂	1970		3940					316		23		39	3			
Pz-1	V	H	B	2340	13,0	30386	0,184	0,620	0,782	0,790	2141	0,325	696	106,7	228	74			
			C ₁	147	7,1	1047	0,184	0,620	0,782	0,790	74	0,325	24	106,7	8	3			
		BH	B	1623	11,7	18923	0,173	0,612	0,782	0,790	1238	0,321	397	106,7	132	42			
			C ₁	3155	4,4	13767	0,173	0,612	0,782	0,790	900	0,321	289	106,7	96	31			
	всего		B	3963	12,4	49309					3379		1093		361	117			
			C ₁	3302	4,5	14814					974		313	-12	104	33			
			B+C ₁	7265	8,8	64123					4353		1406		464	150			
	VI	H	C ₁	172	10,7	1845	0,176	0,602	0,782	0,790	121	0,325	39	106,7	13	4			
			BH	1612	9,0	14494	0,176	0,602	0,782	0,790	949	0,321	305	106,7	101	33			
		BH	C ₂	306	2,0	612	0,176	0,602	0,782	0,790	40	0,161	6	106,7	4	1			
	всего		C ₁	1784	9,2	16339					1070		344		114	37			
			C ₂	306	2,0	612					40		6		4	0,6			
	VI (Р-н скв.58)	H	C ₁	25	12,1	262	0,290	0,460	0,782	0,790	21	0,324	7	106,7	2	1			
			BH	96	4,6	445	0,290	0,460	0,782	0,790	36	0,322	12	106,7	4	1			
	всего		C ₁	121		707					57		19		6	2			
	Итого по горизонту Pz-1		B	3963		49309					3379		1093		361	117			
			C ₁	5207		31860					2101		676		224	72			
			B+C ₁	9170		81169					5480		1769		585	189			
			C ₂	306		612					40		6		4	0,6			
			B+C ₁ +C ₂	18646		162950					11000		3544		1174	378,6			
			C ₁	531		1867					107		23		10	2			
	Итого по меловым горизонтам		C ₂	337		237					16		2		2	0,2			
			B	4952		58484					4152		1208		457	131			
			C ₁	9095		56171					4051		963		467	108			
			B+C ₁	14047		114655					8203		2171		923	239			
			C ₂	2276		4552					356		29		44	3			
			B+C ₁ +C ₂	16323		119207					8559		2200		967	242			
			B	4952		58484					4152		1208		457	131			
Итого по Западному своду	Итого по палеозойским горизонтам		C ₁	9626		58038					4158		986		477	110			
			C ₂	2613		4789					372		31		45	4			
			Всего B+C ₁ +C ₂	17191		121311					8682		2225		979	245	1480,3	7201,7	744,7

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
M-II-1	P-н скв,47, 234	H+BH	C ₁	213	0,8	175	0,147	0,536	0,859	0,842	10	0,402	4	54,1	1	-			
	Итого по горизонту M-II-1		C ₁	213		175					10		4		1	-			
M-II-2	P-н скв,31	BH	C ₁	306	1,7	530	0,261	0,500	0,859	0,842	50	0,141	7	54,1	3	-			
	P-н скв,138	BH	C ₁	366	3	1097	0,156	0,422	0,859	0,842	52	0,238	12	54,1	3	1			
	P-н скв,228, 33, 34	H	C ₁	155	1,3	199	0,150	0,400	0,859	0,842	9	0,352	3	54,1	1	-			
		BH	C ₁	1226	1,4	1705	0,180	0,570	0,859	0,842	127	0,351	45	54,1	7	2			
	всего		C ₁	1381		1904					136		48		7	3			
	Итого по горизонту M-II-2		C ₁	2053		3531					238		67		13	4			
Pz-2	IIa	H	C ₁	681	3,1	2113	0,381	0,593	0,726	0,784	272	0,202	55	124,3	34	7			
			B	55	25,1	1378	0,207	0,519	0,726	0,784	84	0,202	17	124,3	10	2			
	IIb	BH	C ₁	259	10,8	2797	0,207	0,519	0,726	0,784	171	0,202	35	124,3	21	4			
			B	291	25,4	7399	0,306	0,526	0,726	0,784	678	0,201	136	124,3	84	17			
			C ₁	479	8,9	4266	0,306	0,526	0,726	0,784	391	0,201	79	124,3	49	10			
			C ₂	234	3,2	757	0,306	0,526	0,726	0,784	69	0,101	7	124,3	9	1			
			B	346	25,4	8777					762		153		95	19			
	всего		C ₁	738	9,6	7063					562		114		70	14			
			B+C ₁	1084	14,6	15840					1324		267		165	33			
			C ₂	234	3,2	757					69		7		9	1			
	III	H	B	373	17,9	6671	0,199	0,635	0,726	0,784	480	0,203	97	124,3	60	12			
			C ₁	611	6,7	4086	0,199	0,635	0,726	0,784	294	0,203	60	124,3	37	7			
		BH	B	860	14,8	12756	0,260	0,553	0,726	0,784	1044	0,202	211	124,3	130	26			
			C ₁	636	5,1	3269	0,260	0,553	0,726	0,784	268	0,202	54	124,3	33	7			
	всего		B	1233	15,8	19427					1524		308		190	38			
			C ₁	1247	5,9	7355					562		114		70	14			
			B+C ₁	2480	10,0	26782					2086		422		259	52			
	Итого по горизонту Pz-2		B	1579		28204					2286		461		284	57			
			C ₁	2666		16531					1396		283		174	35			
			B+C ₁	4245		44735					3682		744		458	92			
			C ₂	234		757					69		7		9	1			
Pz-1	IIa	H	B	499	10,2	5082	0,166	0,619	0,756	0,786	310	0,492	153	114,4	36	18			
			C ₁	1610	5,0	7978	0,187	0,612	0,756	0,786	543	0,491	267	114,4	62	31			
	всего		B	499	10,2	5082					310		153		36	18			
			C ₁	1610	5,0	7978					543		267		62	31			
			B+C ₁	2109	6,2	13060					853		420		98	48			
	IIb	H	B	31	21,0	655	0,257	0,493	0,756	0,786	49	0,491	24	114,4	6	3			
			C ₁	75	11,8	885	0,257	0,493	0,756	0,786	67	0,491	33	114,4	8	4			

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Pz-1	IIв	BH	B	277	18,4	5089	0,096	0,593	0,756	0,786	172	0,489	84	114,4	20	10			
			C ₁	532	3,1	1674	0,096	0,593	0,756	0,786	57	0,489	28	114,4	7	3			
	Всего		B	308	18,6	5744					221		108		25	12			
			C ₁	607	4,2	2559					124		61		14	7			
			B+C ₁	915	9,1	8303					345		169		40	19			
	III	H	B	417	13,7	5733	0,102	0,628	0,756	0,786	218	0,490	107	114,4	25	12			
				1384	5,4	7428	0,156	0,601	0,756	0,786	414	0,488	202	114,4	47	23			
	всего		B	1801	7,3	13161					632		309		72	35			
	Итого по горизонту Pz-1		B	2608		23987					1163		570		133	65			
			C ₁	2217		10537					667		328		76	38			
			B+C ₁	4825		34524					1830		898		209	103			
Итого по меловым горизонтам		C ₁	2266		3706						248		71		13	4			
Итого по палеозойским горизонтам		B	4187		52191						3449		1031		417	123			
		C ₁	4883		27068						2063		611		250	73			
		B+C ₁	9070		79259						5512		1642		667	195			
		C ₂	234		757						69		7		9	1			
Итого по Восточному своду		B	4187		52191						3449		1031		417	123			
		C ₁	7149		30774						2311		682		263	77			
		B+C ₁	11336		82965						5760		1713		681	199			
		C ₂	234		757						69		7		9	1			
		B+C ₁ +C ₂	11570		83722						5829		1720		690	200	1310,7	4518,3	409,3
Итого по Меловым горизонтам		C ₁	2797		5573						355		94		24	6			
		C ₂	337		237						16		2		2	-			
		C ₁ +C ₂	3134		5810						371		96		26		106,9	264	-10,9
Итого по Палеозойским горизонтам		B	9139		110675						7601		2239		874	253			
		C ₁	13978		83239						6114		1574		716	181			
		B+C ₁	23117		193914						13715		3813		1590	434			
		C ₂	2510		5309						425		36		52	4			
		B+C ₁ +C ₂	25627		199223						14140		3849		1642	438	2684	11455	1164,96
Итого по месторождению		B	9139		110675						7601		2239		874	253			
		C ₁	16775		88812						6469		1668		740	187			
		B+C ₁	25914		199487						14070		3907		1614	440			
		C ₂	2847		5546						441		38		54	5			
		Всего B+C ₁ +C ₂	28761		205033						14511		3945		1668	445	2791	11720	1154

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

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

Начальные продуктивные и фильтрационные характеристики скважин и пластов

В задачи опробования продуктивных горизонтов на месторождении Северо-Западный Кызылкия входит комплекс работ на скважине: вскрытие горизонта, вызов притока, оценка характера насыщенности пласта (нефть, вода), отбор проб пластовой жидкости, определение дебита, измерение пластового давления и температуры и других показателей. Процесс опробования скважин проводился по общепринятой методике в нескольких стадиях: выбор объекта и подготовка, испытание и исследование пласта.

При опробовании пластов и в процессе последующей пробной отработки скважин исследования фонтанирующих интервалов проводились методом установившихся отборов на штуцерах \varnothing 4, 8, 10, 12 14 и 19 мм. В отдельных случаях (при исследовании высокопродуктивных интервалов или после СКО) использовались штуцера \varnothing 18-20 мм и выше. По окончании исследования скважину останавливали для регистрации кривой восстановления давления. Глубинные замеры динамического и статического давления производились электронными манометрами типа PPS-25. При отсутствии фонтанного притока производилось снятие кривой восстановления уровня жидкости в стволе.

В результате интерпретации индикаторных диаграмм для каждого исследованного интервала пласта определена его средняя продуктивность, а также продуктивность, приходящаяся на один метр эффективной толщины, получены средние коэффициенты гидропроводности, проницаемости. На основе параметров по скважинам оценены соответствующие средние характеристики по горизонтам (таблица 3.1.1).

Также по результатам данных исследований определены зависимости изменения Рпл и Тпл от глубины в абсолютных отметках. Полученные зависимости являлись единими для всех эксплуатационных объектов Восточного и Западного склонов месторождения, так как созданы на основании хорошо согласующихся данных по давлению и температуре каждого из объектов. Распределение пластового давления продуктивных горизонтов по глубине описывалось линейной зависимостью [15]:

$$Р_{пл} = -0,0088 * \text{Набс} + 2,7561 \quad (R=0,96);$$

$$Т_{пл} = -0,0283 * \text{Набс} + 22,694 \quad (R=0,83);$$

где: Н – глубина замера пластового давления и температуры, м.

Таблица 3.1.1 – Начальные гидродинамические характеристики по горизонтам

Показатели	ВОСТОЧНЫЙ СВОД														
	горизонт М-II (р-н скв. 32, 56)					Горизонт М-II-2 (р-н скв. 31, 33, 34, 51)					Горизонт Рz-1 (р-н скв. 47, 52)				
	Кол-во		Интервал изменения		Сред. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		Сред. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		Сред. знач.
	скв.	изм.	min	max		скв.	изм.	min	max		скв.	изм.	min	max	
Начальное пластовое давление, МПа															
Начальная пластовая температура, °C															
Дебит нефти, м ³ /сут	2	11	56,0	273,73	152,04	2	2	44,87	161,5	103,19	1	3	25,0	439,0	171,37
Коэффициент продуктивности, (м ³ /сут/МПа)	2	2	7,13	46,18	30,96	2	2	9,61	56,69	36,51	1	1	-	-	98,78
Коэффициент удельной продуктивности, (м ³ /сут/МПа·м)	2	2	0,939	3,881	2,410	2	2	8,009	35,429	21,72	1	1	-	-	22,229
Гидропроводность, мкм ² *м/ (МПа*c)	1	1			0,065	2	2	0,097	0,220	0,173	1	3	5,126	6,079	6,079
Проницаемость, мкм ²	1	1			0,004	2	2	0,072	0,130	0,108	1	3	0,424	0,503	0,503
Скин-фактор	1	1			-4,3	2	2	0,7	3,0	-	1	3	3,9	140,5	-

Продолжение таблицы 3.1.1

Показатели	ЗАПАДНЫЙ СВОД																			
	Горизонт М-II+Рz (р-н скв. 42, 54, 58)					Горизонт Рz-2 (р-н скв. 38, 55)					Горизонт М-II (р-н скв. 40)				Горизонт Рz-1 (р-н скв. 43, 48, 49, 57)					
	Кол-во		Интервал изменения		Сред. знач.	Кол-во		Интервал изменения		Сред. знач.	Кол-во		Интервал изменения		Сред. знач.	Кол-во		Интервал изменения		Сред. знач.
	скв.	изм.	min	max		скв.	изм.	min	max		скв.	изм.	min	max		скв.	изм.	min	max	
Начальное пластовое давление, МПа																				
Начальная пластовая температура, °C																				
Дебит нефти, м ³ /сут	2	10	30,13	69,0	48,88	1	3	296,71	337,58	316,79	1	1	-	-	30,0	4	15	10,9	249,2	80,27
Коэффициент продуктивности, (м ³ /сут/МПа)	2	2	8,74	9,06	8,99	1	1	-	-	166,8	1	1	-	-	5,75	4	5	5,92	50,26	17,91
Коэффициент удельной продуктивности, (м ³ /сут/МПа·м)	2	2	0,573	1,987	1,280	1	1	-	-	23,16	1	1	-	-	0,553	4	5	0,598	8,239	2,692
Гидропроводность, мкм ² *м/ (МПа*c)	2	3	0,130	0,202	0,145										0,078	3	8	0,098	2,027	1,031
Проницаемость, мкм ²	2	3	0,006	0,036	0,013					0,080			0,002	0,006	0,004	3	8	0,002	0,032	0,021
Скин-фактор	2	3	-3,6	2,4	-										-4,2	3	8	0,9	22,3	-

Исходя из полученной зависимостей, определены средние градиенты давления и температуры, которые равны 0,0088 МПа/м 2,83 °C /100 м, соответственно.

Текущие продуктивные и фильтрационные характеристики скважин и пластов, оценка текущего энергетического состояния залежей

Основными целями проводимых гидродинамических исследований являются оценка энергетического состояния пластов, фильтрационных параметров продуктивной части пластов, продуктивных характеристик скважин и состояния прискважинных зон пластов. В процессе промышленной эксплуатации месторождения Северо-Западный Кызылкия исследовательской бригадой АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» проведены комплексные гидродинамические исследования с целью определения текущих фильтрационных характеристик пласта и оценки состояния призабойной зоны скважин.

За рассматриваемый период разработки на месторождении выполнены гидродинамические исследования:

- 1 методом восстановления давления (запись кривой восстановления давления КВД) и кривая стабилизации давления (КСД) были проведены в 1 скважине (118);
- 2 методом установившихся отборов (МУО) в 2-х скважинах;
- 10 падения давления (запись кривой падения давления - КПД) в 9-ти нагнетательных скважинах (34, 111, 115, 125, 126, 204, 222, 233, 234);
- 1 гидропрослушивание (ГП) в скважине 106;
- 223 прямые замеры манометром и 381 определение через статистических уровней пластового давления и температур;
- 2309 рассчитанные забойные давления через динамический уровень, результаты которых дают текущую информацию о коллекторских свойствах пластов.
- 2 трассерные исследования по двум нагнетательным скважинам.

Все результаты исследования гидродинамических исследований, проведенных за анализируемый период в таблицах 3.1.2 - 3.1.3.

Замеры давления производилось глубинными манометрами PPS-25 при статистическом режиме с остановкой датчика манометра на период 6-12 минут на каждом 100-200 метров интервале ствола скважины.

Некоторые замеры статического уровня были отбракованы из-за очень низкого значения, которые были замерены сразу после остановки, а не после полного восстановления давления. Все полученные данные пластового давления были приведены

от точки замера на середину интервала перфорации и рассчитывались на условную отметку ВНК объектов разработки. Приведенные значения пластового давления использованы для построения карты изобар на конец 2022 г. (граф. приложение 13), что служит основой для определения среднего динамического пластового давления по залежам.

Отбраковано гидропрослушивание в реагирующей скважине 106 возмущающих скважин 42 и 112. Так как скважина 42 работает в горизонте М-II-2, между возмущающей 112 и реагирующей 106 в горизонте Pz-1 имеется зона отсутствия коллектора.

К I объекту отнесены продуктивные горизонты Западного свода: горизонт М-II-2 в районе скважины 42, горизонты Pz-1 и Pz-2 на V, VI блоках и в районе скважины 58, рассмотрим результаты гидродинамических исследований по отдельности.

Проведены за рассматриваемый период 1 исследование МУО по скважине 112 и КВД, КСД по скважине 118, 111 замеров пластового давления, а также определения динамических, статических уровней жидкости. По 4 нагнетательным скважинам (111, 115, 204, 222) проведены 5 исследований КПД.

Горизонт M-II-2 в районе скважины 42 разрабатывается в естественном водонапорном режиме. За анализируемый период были проведены замеры Рпл манометром и определение через статистических уровней . Начальное пластовое давление по горизонту М-II-2 в районе скважины 42 составляет 14,81 МПа. Как видно из рисунка 3.1.1., пластовое давление по скважине 42 после начала промышленной разработки (2010 г.) снижается до 7,7 МПа (18.09.2022 г.).

В 2018 г. согласно проекту [21] была пробурена оценочная скважина 239, наибольшие пластовые давления в период 2018-2022 гг. были получены именно по данной скважине и последнее значение было получено в 07.11.2022 г., что составило 9,6 МПа.

В 2021 г. переведена из вышелегающего горизонта скважина 101 D, на дату анализа находилась в наблюдении. В 2022 г. было получено манометром пластовое давление и приведенное к ВНК составило 10,8 МПа.

Текущее пластовое в среднем по залежи в данном районе составляет 8,81 МПа.

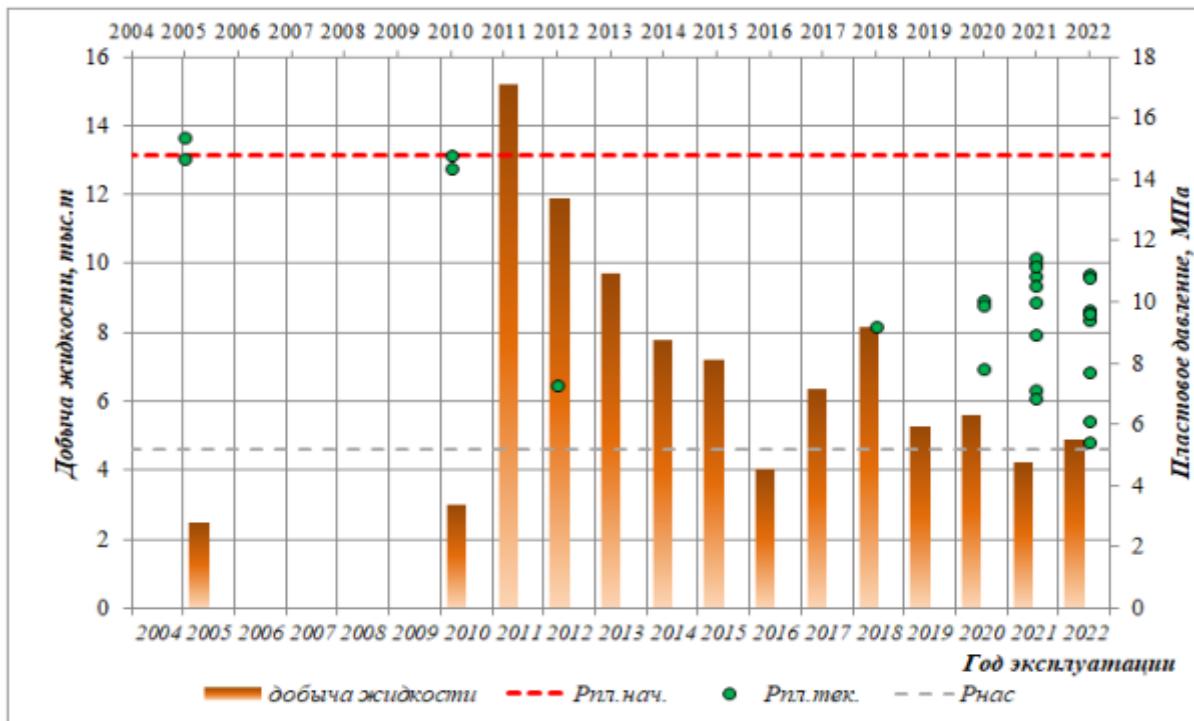


Рисунок 3.1.1 – Динамика пластового давления по горизонту М-II-2 в районе скважины 42

Горизонты Рz-1 и Рz-2 блок V

За анализируемый период по данному блоку проведены ряд гидродинамических исследований: в скважине 118 КВД и КСД, в скважине 112 МУО, в 4-х нагнетательных скважинах (111, 115, 204, 222), а также пластовые давления полученные путем манометрами и через статистических уровней.

В период 15-17.01.2020 г. в скважине 118 (интервалы перфорации 1379-1384, 1390-1394 м) проведено исследование методом кривой восстановления давления (КВД). Длительность записи составило 40 часов, при этом интерполированное пластовое давление получено на уровне 14 МПа. Учитывая забойное давление на момент закрытия, и дебит нефти до остановки скважины вычислили коэффициент продуктивности, который составил 10,5 ($\text{м}^3/\text{сут}$)/МПа. Коэффициент проницаемости средняя и составил 18,5 мД. Призабойная зона перфорированного интервала скважины характеризуется чистой, на что указывает скин-фактор равный -1,5. После окончания КВД провели исследование методом кривой стабилизации давления (КСД) в период 19.01-04.02.2020 г., что подтвердили данные КВД.

В апреле 2021 г. проводилось исследование методом установившихся режимов фильтрации (МУО) в скважине 112, работающие механизированным способом ЭЦН. Изменение режима работы осуществлялась путем изменения частоты работы насоса (таблица 3.1.2 и рисунок 3.1.2). В ходе исследования на трех разных режимах (50, 48, 46

Гц) коэффициент продуктивности по нефти менялся от 1,0 м³/сут/МПа до 0,3 м³/сут/МПа. Для стабильной работы скважины и во избежание поломок насоса и увеличения газового фактора не рекомендуется эксплуатировать УЭЦН при режимах ниже 50 Гц.

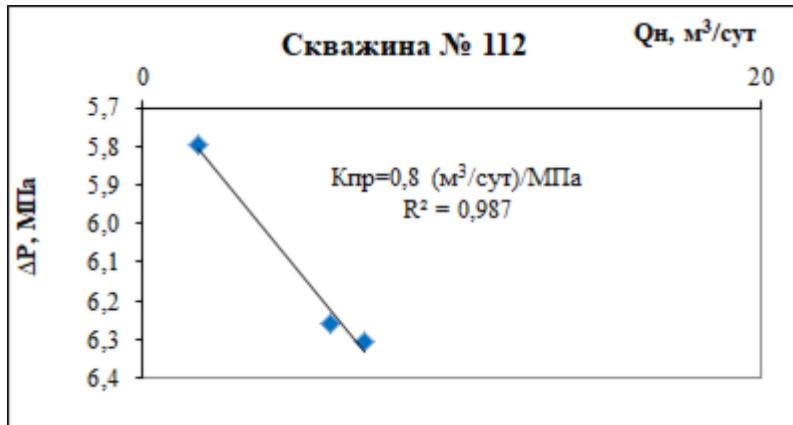


Рисунок 3.1.2 – ИД скважины 112

Запись КПД проведена по 4 нагнетательным скважинам 111, 115, 204, 222.

Исследование КПД по нагнетательной скважине 111 в период 29.03-17.04.20 г. оказалось не информативным, в связи с недостаточным временем работы перед закрытием скважины. Перед остановкой скважина работала всего 24 часа, в этот промежуток забойное давление не успело стабилизироваться. Также причиной медленного падения давления после закрытия скважины является очень низкая проницаемость пласта. Длительность записи КПД составила 430 часов.

Проницаемость пласта в районах нагнетательных скважин 204 и 222 составляет 0,480 мкм² и 0,006 мкм², соответственно. Коэффициент приемистости изменяется в интервале от 7,8 до 31,3 м³/(сут*МПа). Повторное исследование скважины 204 показывает снижение коэффициента приемистости от 31,3 до 8,2 м³/(сут*МПа), при этом скин-фактор остается отрицательным, коэффициент проницаемости пласта остался почти неизменным.

Интерпретация данных КПД по нагнетательной скважине 115, показало наличие непроницаемой границы на расстоянии 160 м. Проницаемость по данной скважине составила 0,010 мкм², коэффициент приемистости 1,5 м³/(сут*МПа). Согласно результатам интерпретации состояние призабойной зоны скважины оценивается как загрязненное, полученное значение скин- фактора положительное 8,3, необходимо провести мероприятия по очистке.

Динамика давления с начала эксплуатации по блоку V приведена на рисунке 3.1.3. Некоторые замеры пластового давления были отбракованы из-за очень низкого значения, что вероятно связано с недостаточным временем закрытия скважины для замера пластового давления. Из рисунка 3.1.3 видно, что по мере отработки залежи пластовое

давление по районам скважин снижается сильно неравномерно, что свидетельствует о низкой гидродинамической связи по всей площади. Воронки сниженного пластового давления образованы в центральной части залежи. Пластовое давление в районах добывающих скважинах 48, 54, 102, 109, 110, 116, 205, 208, 211, 216, 218, 241 снижено до уровня начального давления насыщения. В данном блоке эксплуатируется 9 нагнетательных скважин (38, 106, 111, 115, 201, 204, 214, 219, 222). Накопленная компенсация отборов по блоку V составляет 61 %. Так как коллектор залежи является низкопроницаемым, а сама залежь имеет сложную структуру и осложнена множеством тектонических разломов высокой амплитуды, подпитка разрабатываемого участка законтурной водой происходит слабо и только с северной и юго-восточной стороны возможны движения ВНК. Поэтому в дальнейшем следует продолжить ППД закачкой воды в интервалы ниже ВНК. Текущее пластовое давление в среднем по V блоку составляет 7,77 МПа.

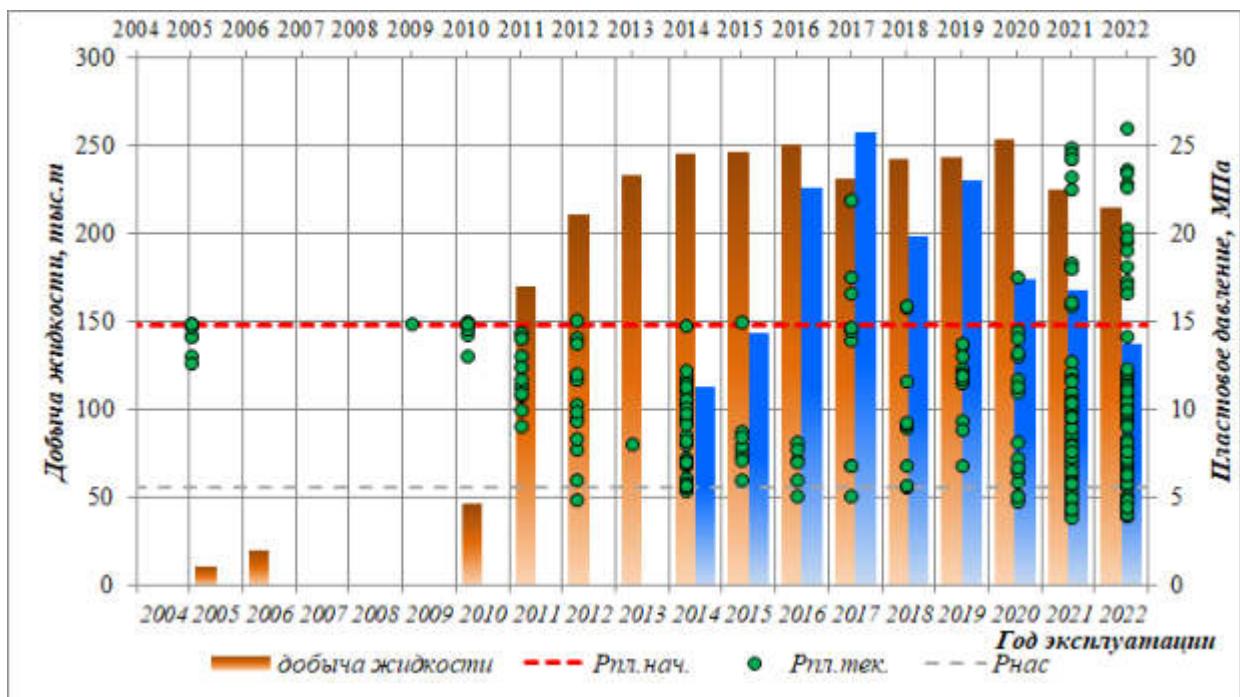


Рисунок 3.1.3 – Динамика пластового давления по горизонтам Pz-1 и Pz-2, блок V

В период 2018-2019 гг. были проведены *трассерные исследования* районов нагнетательных скважин 115 и 222.

В зоне действия нагнетательной скважины 222 для исследования были выбраны 10 добывающих скважин: 212, 221, 225, 213, 215, 216, 218, 219, 220, 224. Все перечисленные скважины расположены в V блоке, на котором залежь осложнена тектоническим нарушением F₆. Эксплуатация скважин ведется на горизонт Pz-1. В качестве индикатора

применен нитрат аммония (NH_4NO_3), с соблюдением всех критериев пригодности для месторождения Северо-Западный Кызылкия. Закачка меченой жидкости была произведена 21.10.2018 г. в объеме 22 m^3 за 6 часов. После окончания закачки меченой жидкости нагнетательная скважина была запущена в эксплуатацию по действующей схеме. Из реагирующих скважин следы индикатора получены по скважинам 212, 221, 225. По остальным скважинам вынос индикатора не зафиксирован, либо получены единичные значения ниже уровня погрешности методики. Анализ скорости реагирования добывающих скважин 212, 221, 225 на закачку меченой жидкости в скважину 222 дает представление о фильтрационных свойствах пласта в данных районах. Проницаемость отдельных каналов фильтрации по участку исследования колеблется в диапазоне от 0,25 до 23,05 мкм^2 . Суммарно по участку фильтрационные каналы проницаемостью 0-1 мкм^2 имеют наибольший объем, однако наибольшую производительность участку обеспечивают фильтрационные каналы проницаемостью 1-10 мкм^2 . За время исследования каналов прорыва воды через интервалы с высокой проницаемостью не выявлено. Нагнетательная скважина и реагирующие на закачку 3 добывающие скважины расположены в восточной части тектонического нарушения F₆, что свидетельствует о низкой гидродинамической связи между западной и восточной сторонами тектонического нарушения в районе исследованных скважин.

Нагнетательная скважина 115 эксплуатируется на горизонт Pz-1 в интервале перфорации 1417,5-1419,5, 1428,5-1432,5 м. Из окружающих скважин для исследования в качестве реагирующих были выбраны 13 скважин: 210, 209, 42, 111, 107, 48, 205, 208, 40, 212, 216, 218, 211. В качестве индикаторов для закачки были выбраны флуоресцеин натрия и роданит натрия. Согласно результатам проведенных лабораторных исследований проб пластового флюида, отобранных за период 04.09.2019-29.11.2019 гг., следы индикатора зафиксированы в пробах воды из добывающих скважин 211, 218, 216, 42, 40, 107, 208, 205, 48, 210, 209. В связи с низкими отборами, по скважинам 210, 209, 107, 205 были зарегистрированы единичные «всплески» концентрации низкой интенсивности. Следует отметить, что из числа реагирующих скважин добывающая скважина 42 эксплуатировалась на горизонт М-II-2, а добывающая скважина 40 – на горизонт Pz-2. За период проведения исследований через нагнетательную скважину 115 закачано 15951,0 м^3 воды. По исследуемым скважинам добыто 3558,4 м^3 воды. Наибольший объем извлеченной воды получен из скважин 218 и 212, а наименьший – из скважин 209 и 205. При этом объем закачиваемой воды в нагнетательную скважину 115 существенно превышает объем воды, добываемой выбранными для исследования скважинами, что

косвенно свидетельствует об отсутствии значительного влияния нагнетательной скважины на опережающее обводнение выбранных добывающих скважин. Получение меченой жидкости по реагирующим скважинам 40, 42 свидетельствует о наличии гидродинамической связи между горизонтами Pz-1 и M-II-2, Pz-1 и Pz-2.

Горизонты Pz-1 и Pz-2 блок VI

За анализируемый период по блоку VI исследования по определению пластовых давлений проводились по скважинам 49 и 217, 223. В данном блоке закачка ведется по скважине 226, работает всего одна добывающая скважина. Динамика давления по времени приведена на рисунке 3.1.4. Текущее среднее пластовое давление составило 11,47 МПа.

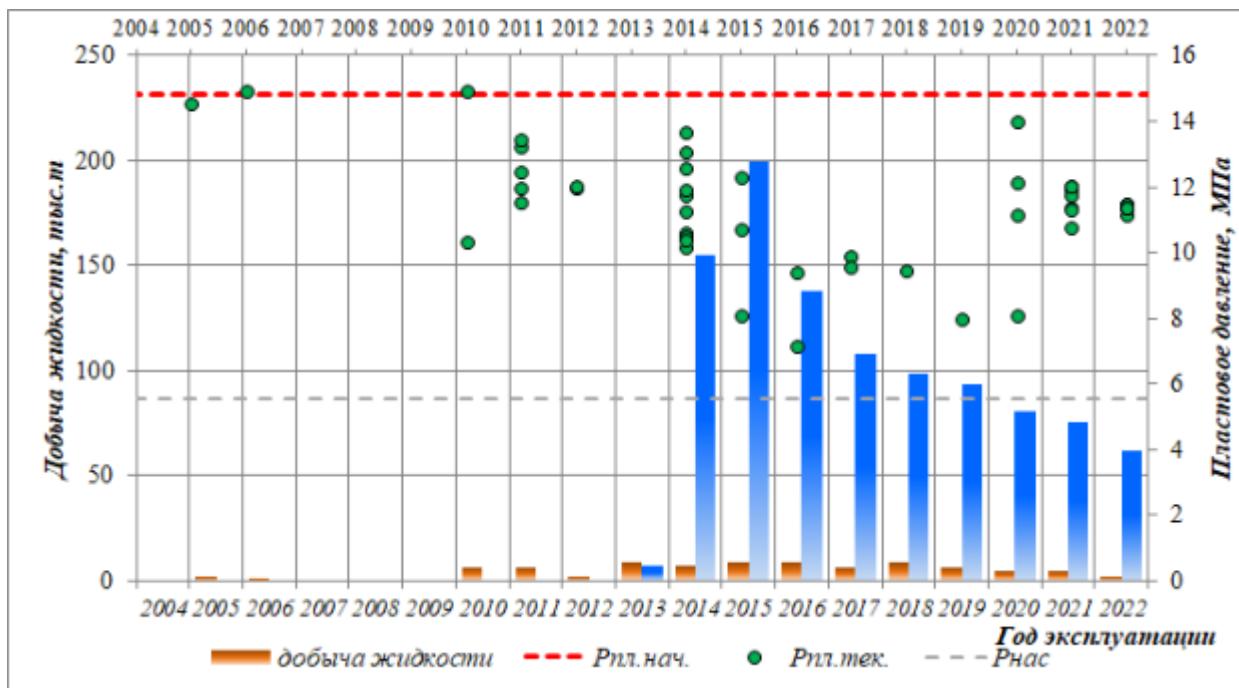


Рисунок 3.1.4 – Динамика пластового давления по горизонтам Pz-1 и Pz-2, блок VI

Горизонты Pz-1 и Pz-2 район скважины 58

По скважине 58 гидродинамические исследования по определению фильтрационных и продуктивных характеристик пласта не проводились, кроме замеров пластового давления и определения динамических, статических уровней жидкости.

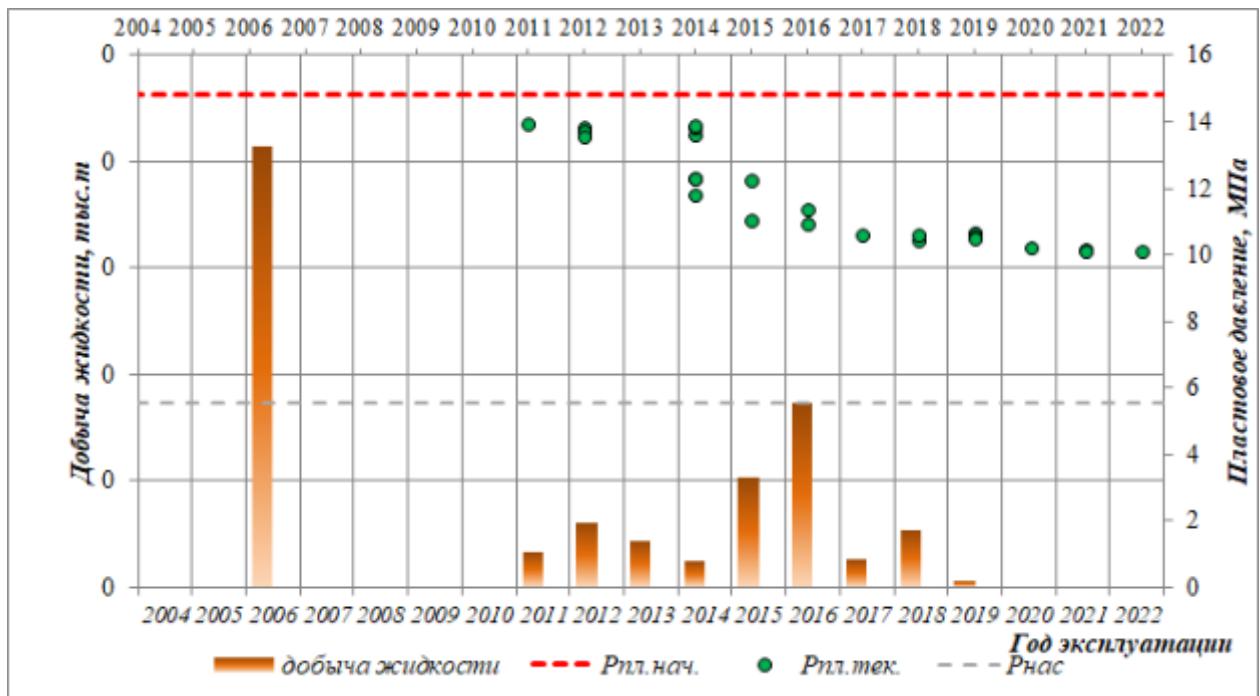


Рисунок 3.1.5 – Динамика пластового давления по горизонтам Pz-1 и Pz-2, район скважины 58

Район скважины 58 является отдельной локальной залежью с правильной формой контура ВНК. По данному району начальное пластовое давление, по данным таблице 3.1.1, составляет 14,18 МПа. В ходе разработки на естественном водонапорном режиме давление снижается в равномерном темпе, текущее давление составляет 10,10 МПа. Скважина 58 переведена в наблюдательный фонд с марта 2019 г.

К II объекту отнесены продуктивные горизонты Восточного свода: горизонты Pz-1 и Pz-2 на II и III блоках. Всего за анализируемый период проведены 1 исследование МУО по скважине 47 и 82 замеры пластового давления, а также определения динамических, статических уровней жидкости. По 4 нагнетательным скважинам (125, 126, 233, 234) проведены 4 исследований КПД.

Горизонты Pz-1 и Pz-2 блок II

Из динамики пластового давления, представленного на рисунке 3.1.6 видно, что с 2013 года для снижения темпов Рпл и улучшения энергетического состояния была организована закачка, через нагнетательную скважину 233. На дату анализа разработка данного блока осуществляется с поддержанием пластового давления путем закачки воды через нагнетательных скважин 126 и 233. Объемы закачиваемой воды растут с каждым годом, но судя по значениям пластового давления в добывающих скважинах, можно сказать, что поддержание пластового давления происходит в добывающих скважинах расположенных в непосредственной близости от нагнетательных, что также приводит к увеличению содержания воды в продукции скважин.

По результатам прямых замеров и через динамических уровняй текущее пластовое давление в среднем составило 10,0 МПа.

В результате исследования методом КПД нагнетательных скважин 126 и 233 коэффициенты их приемистости составили, соответственно, 13,7 и 76,1 м³/(сут*МПа), проницаемость 0,006 и 0,064 мкм² скин-фактор отрицательный -3,4 -1,2. По графику билогарифмической кривой скважины 126 (как и по другим исследованиям КПД, КВД) были определены состояние призабойной зоны, тип течения жидкости к забою скважины, расстояние до постоянного притока жидкости, а также расстояние до непроницаемого разлома. На расстоянии 21 м от скважины 126 отмечается влияние непроницаемой границы F₃, от скважины 233 на 417 м выявлено влияние на движение жидкости в пласте разлома F₂.

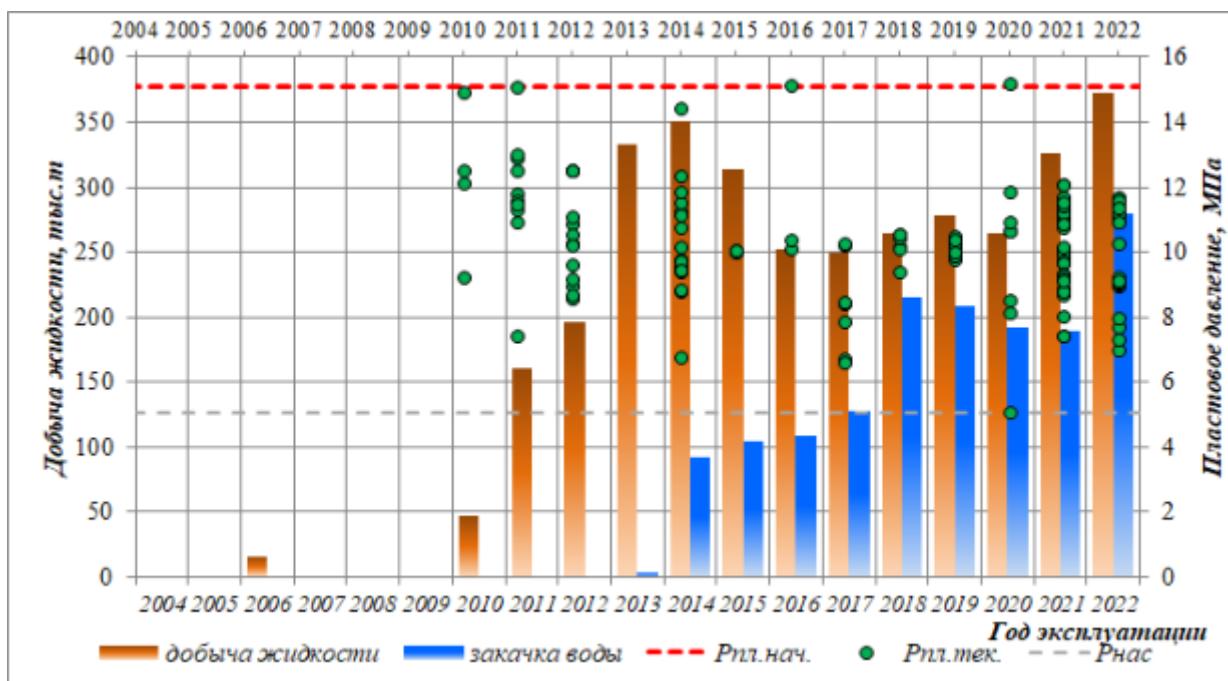


Рисунок 3.1.6 – Динамика пластового давления по горизонтам Pz-1 и Pz-2, II блок

Горизонты Pz-1 и Pz-2 блок III

По блоку III общее количество исследований: 1 исследование МУО и 2 методом КПД.

Исследование МУО проводилось в скважине 47, режимы работы скважины менялись путем изменения диаметров штуцеров (20-8-5-4 мм). Полученный коэффициент продуктивности скважины по индикаторной диаграмме в зависимости дебита нефти от депрессии составил 4,5 м³/сут/МПа (таблица 3.1.2 и рисунок 3.1.7). Для анализа коэффициентов продуктивности использовались прямолинейные индикаторные

диаграммы с незначительным разбросом точек, что указывают на стабильные условия притока нефти к скважине.

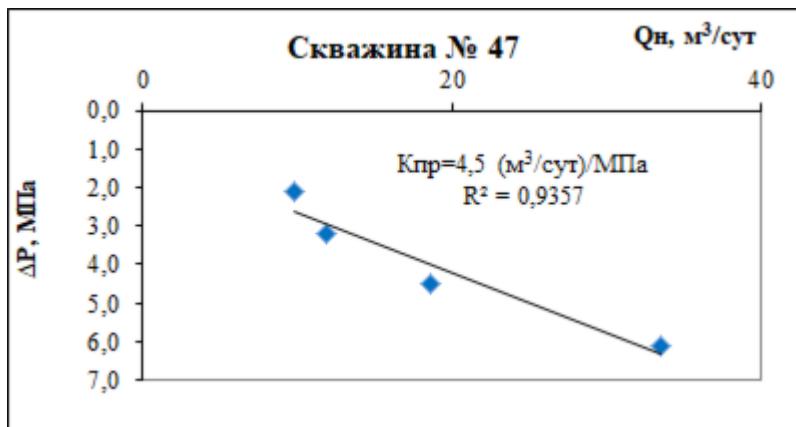


Рисунок 3.1.7 – ИД скважины 47

При исследованиях методом КПД коэффициент приемистости был определен для скважин 125 и 234 (таблица 3.1.3). Коэффициент приемистости изменяется от 22,1 м³/сут*МПа до 33,8 м³/сут*МПа, гидропроводность от 0,180 мкм²*м/(МПа*c) до 0,187 мкм²*м/(МПа*c). Отрицательный скрин-фактор был получен в обеих скважинах, что характеризует более высокие фильтрационные свойства пластов прискважинной зоны по отношению к более удаленной части пласта.

Текущее пластовое давление по III блоку 9,9 МПа.

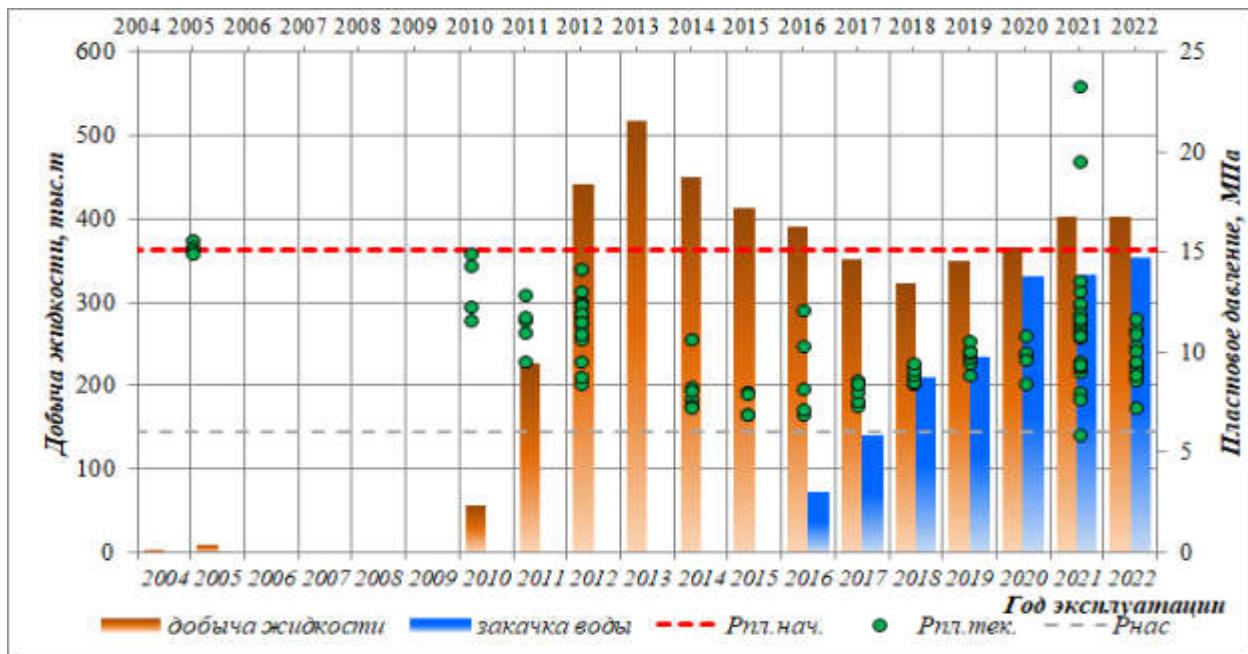


Рисунок 3.1.8 – Динамика пластового давления по горизонтам Pz-1 и Pz-2, III блок

III объект

Горизонт М-II-2 в районах скважин 33 и 34, 228

Выполнено 2 замера манометром и 9 определений через статистических уровней в скважинах 33 и 34. По последним данным пластовое давление в среднем составляет 5,77 МПа.

Исследование методом КПД нагнетательной скважины 34 показало хорошее состояние призабойной зоны. Выявлено влияние границы постоянного давления на расстоянии 261 м. Границей постоянного давления, предположительно, служит законтурная вода. Радиус исследования составил 421 м. Проницаемость пласта 0,030 мкм², приемистость 29,9 м³/(сут*МПа), скин-фактор -2,1.

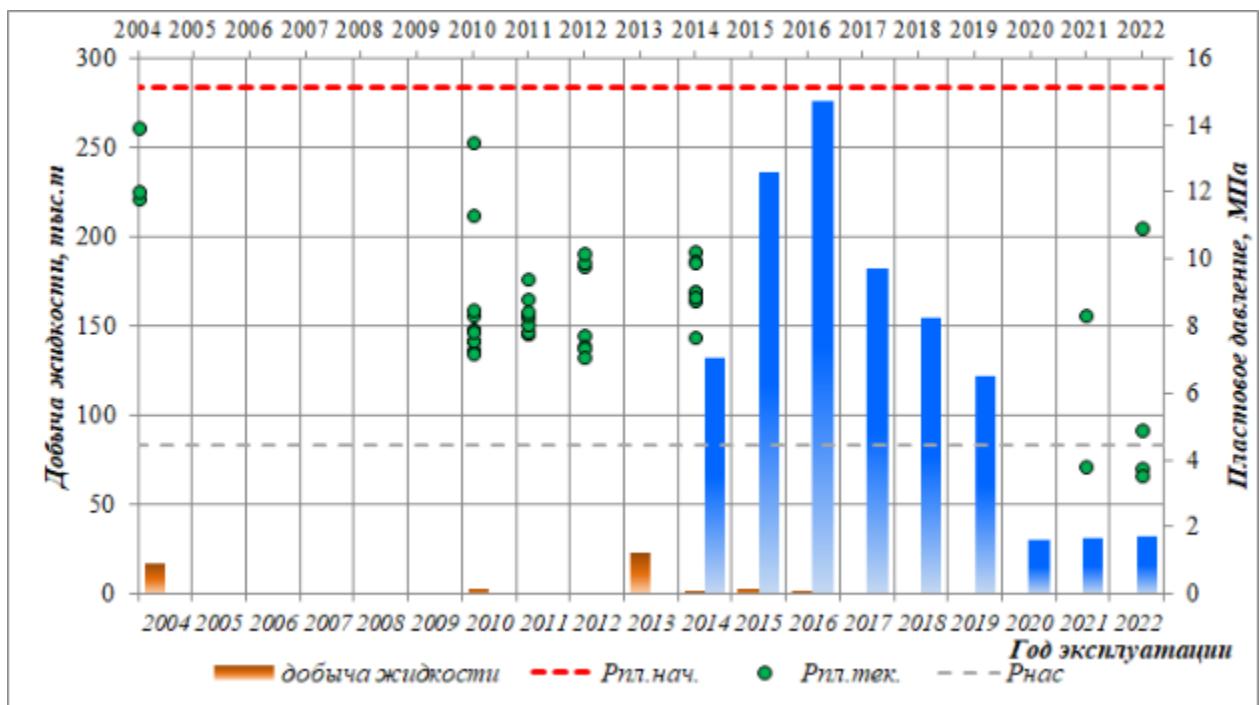


Рисунок 3.1.9 – Динамика пластового давления по III объекту

IV объект – продуктивный горизонт М-II-2 в районе скважины 31. Объект разрабатывался единичной скважиной 31 без поддержания пластового давления. В работе [15] среднее начальное пластовое давление разработки принято равным 15,12 МПа. Текущее среднее значение пластового давления, полученные глубинным манометром, составило – 10,64 МПа, что ниже от начального пластового давления на 4,48 МПа.

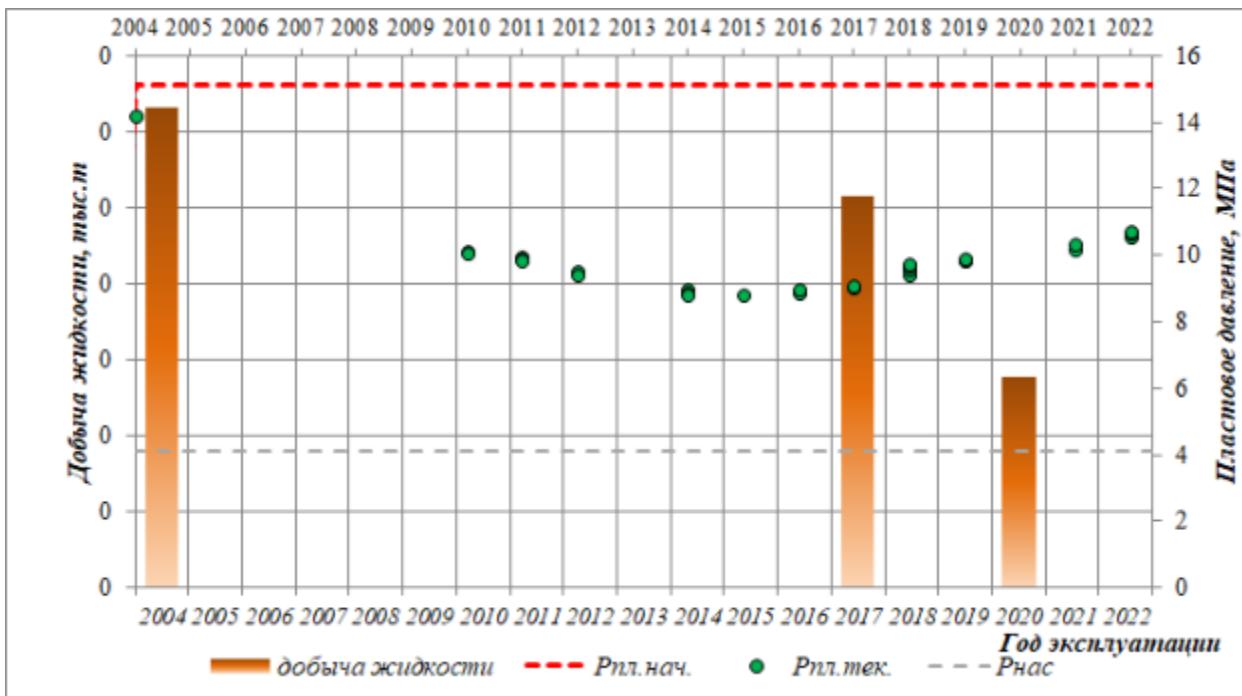


Рисунок 3.1.10 – Динамика пластового давления по скважинам IV объекта

V объект. Начальное пластовое давление нефтяной залежи мелового горизонта М-II-2 в районе скважины 138 составляло 15,12 МПа. За анализируемый период были проведены 15 прямых замеров и 3 расчетных значений через статистических уровней пластового давления. Последний замер был проведен в 2022 году в данной скважине, составило 11,64 МПа, что ниже от начального на 3,48 МПа.

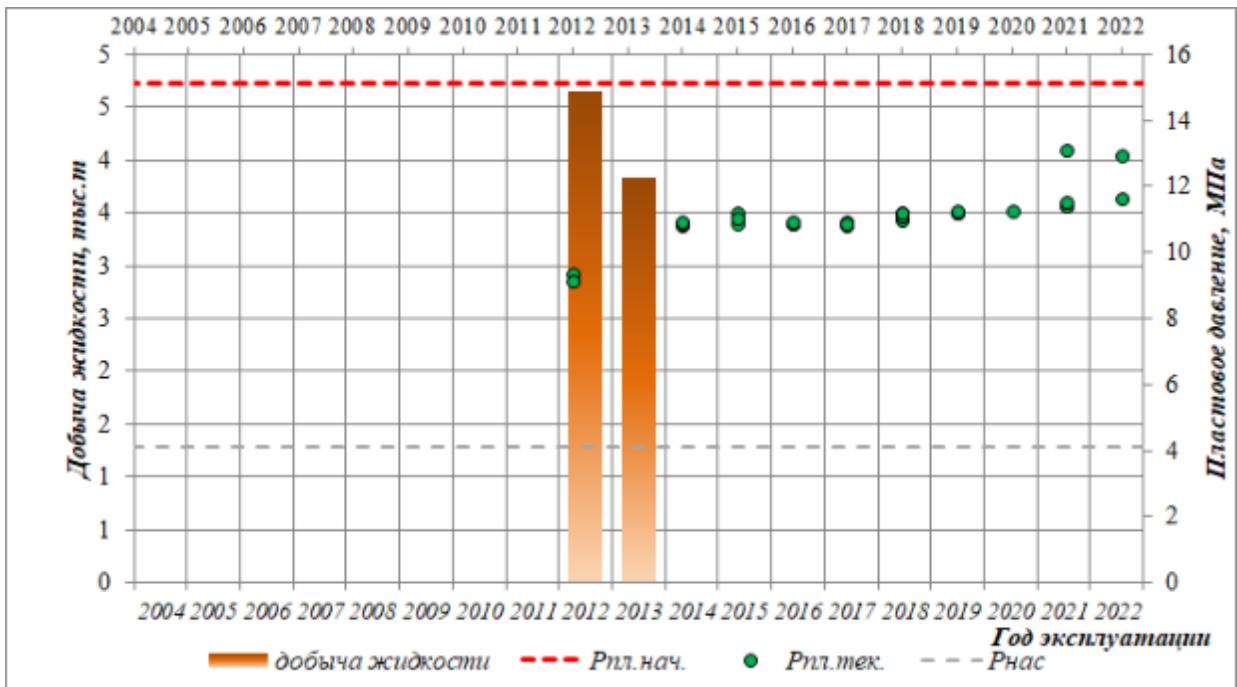


Рисунок 3.1.11 – Динамика пластового давления по скважинам V объекта

На основе полученной информации по скважинам оценены текущие продуктивные и фильтрационные свойства пластов в среднем по эксплуатационным объектам (табл. 3.1.4).

В табличном приложении 2 приведены рассчитанные забойные давления по динамическому уровню за 2019-2022 гг. на I, II и III объектах разработки. В таблице 3.1.5 приведены средние значения забойного давления по объектам за каждый квартал за период с 2019 по 2022 гг. На дату анализа в результате средние забойные давления:

по I объекту составили – 5,2 МПа, на уровне давления насыщения, указывает на то, что часть добывающего фонда скважин работают ниже давления насыщения.

по II – 7,4 МПа, что выше давления насыщения,

а по III объекту – 4,2 МПа, скважина 33 работает ниже давления насыщения.

По полученным в течение последних шести лет данным наблюдается снижения пластового давления относительно начального в среднем по объектам 23,0-61,8 % (таблица 3.1.6).

Исходя из выполненного анализа гидродинамических исследований скважин и пластов, рекомендуется:

- согласно Единых правил разработки...[9] проводить гидродинамические исследования МУО с последующим КВД по новым скважинам после ввода ее в эксплуатацию и в последующем по мере необходимости, с соблюдением норм проведения исследований.

- провести трассерные исследования по одной или двум нагнетательным скважинам Восточного свода для оценки гидродинамической связи между горизонтами Pz-1 и Pz-2.

Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований методами КВД, КСД, МУО

№ скв.	Вид исследования	Дата	Интервал перфорации	Горизонт	Объект	Блок	штуцер	Рзаб, МПа	Рпл, МПа	Дебит, м ³ /сут	Проницаемость, мкм ²	Гидропроводность, мкм ² *м/мПа*с	Коэффициент продукт., м ³ /сут*МПа	Скин-фактор
47	МУО	22-26.12.2019	1379,1-1381,7, 1382-1384,6, 1387-1387,6, 1402-1404, 1407-1407,9	Pz-1	2	III	20	3,52	9,64	33,51			5,0	
							8	5,17		18,59			4,0	
							5	6,46		11,85			4,0	
							4	7,52		9,78			5,0	
118	КВД	15-17.01.2020	1379-1384, 1390-1394	Pz-1	1	V	7	8,08	14,30	65,5	0,0185	0,116	10,5	-1,5
118	КСД	19.01- 04.02.2020	1379-1384, 1390-1394	Pz-1	1	V	4	5,42	14,03	32,4	0,0143	0,090	3,8	-0,1
112	МУО	27-30.04.2021	1388-1403, 1405-1410	Pz-1	1	V	50	2,17	8,471	7,15			1,1	
							48	2,21		6,06			1,0	
							46	2,67		1,81			0,3	

Таблица 3.1.3 – Результаты гидродинамических исследований методами КПД

№ скв.	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Горизонт	Объект	Блок	Глубина спуска прибора, м	Продолжительность закрытия для КПД, час	Давление, МПа		Приемистость, м ³ /сут	Кпред, м ³ /сут*МПа	Гидропроводность пласта в ПЗС, мкм ² *м/(мПа*с)	Проницаемость пласта в ПЗС, мкм ²	Коэффициент проводимости пласта, мД*м	Скин-фактор
								Рпл	Рзаб						
125	1488-1492	4-8.08.2019	PZ-1	II	III	1490	72	10,14	19,86	329	33,8	0,187	0,046	120,3	-4,2
222	1422-1433	9-13.08.2019	PZ-1	I	V	1411,06	72	10,52	23,80	104	7,8	0,073	0,006	69,0	1,1
126	1475-1485	13-17.08.2019	Pz-2	II	II	1480	72	10,21	17,21	96	13,7	0,047	0,006	30,0	-3,4
233	1463-1466, 1469-1475, 1479-1484	17-21.08.2019	PZ-1	II	II	1468,4	71	21,22	24,37	240	76,1	0,997	0,064	641,6	-1,2
204	1421-1427, 1431-1442, 1445-1460	20-26.10.2019	PZ-1	I	V	1434,31	120	22,34	25,40	96	31,3	2,568	0,480	1729,0	-4,8
111	1349-1350, 1352-1360, 1371-1374, 1378-1386, 1392-1400	29.03-17.04.2020	PZ-1	I	V	1367,77	430		24,58	54					
204	1421-1427, 1431-1442, 1445-1460	07-13.05.2020	PZ-1	I	V	1434	123	20,24	25,38	42	8,2	2,584	0,483	1738,0	-3,9
34	1473-1477, 1480-1486	19-22.05.2020	M-II-2	III	I	1450	48	11,87	23,51	348	29,9	0,338	0,030	212	-2,1
234	1410,5-1421, 1425-1426, 1429-1431,5	28.10-01.11.2020	Pz-1+Pz-2	II	III	1422	71	8,87	22,38	298	22,1	0,180	0,009	114	-2,9
115	1399-1401, 1404-1407, 1412-1414, 1417,5-1419,5, 1428,5-1432,5	5-11.08.2022	PZ-1	I	V	1415,5	118	6,52	23,71	25,2	1,5	0,059	0,010	43,2	8,3

Таблица 3.1.4 – Текущее гидродинамические характеристики по горизонтам

Показатели	ЗАПАДНЫЙ СВОД															
	I объект															
	Горизонт М-II-2 в районе скважины 42			Горизонты Pz-1 и Pz-2 блок V			Горизонты Pz-1 и Pz-2 блок VI			Горизонты Pz-1 и Pz-2 район скважины 58						
	Количество скв.	Интервал изм.	Сред.знач.	Количество скв.	Интервал изм.	Сред.знач.	Количество скв.	Интервал изм.	Сред.знач.	Количество скв.	Интервал изм.	Сред.знач.	Количество скв.	Интервал изм.	Сред.знач.	
Текущее пластовое давление, МПа	3	22	5,38-11,41	9,22	51	240	3,22-25,77	9,00	3	24	7,62-13,61	10,76	1	12	10,08-10,93	10,46
Текущая пластовая температура, °C	2	6	53,5-58,6	56,80	21	61	43,7-62,1	57,5	3	8	40,4-63,6	50,6	1	11	56,7-59,9	58,9
Дебит нефти, т/сут					2	5	1,81-65,5	22,6								
Коэффиц. продукт., (м³/сут/МПа)					2	5	0,3-10,5	3,3								
Удельный коэф. продукт., (м³/сут/МПа/м)					2	5	0,05-1,2	0,3								
Коэффициент приемистости, м³/(сут·МПа)					3	4	1,5-31,3	12,2								
Удельная приемистость, м³/м·сут·МПа					3	4	0,1-1	0,5								
Гидропроводность, мкм²*м/ (МПа*c)					1	2	0,09-0,116	0,103								
Проницаемость, мкм²					1	2	0,0143-0,0185	0,0164								
Скин-фактор					1	2	-1,5-0,1	-0,8								

Продолжение таблицы 3.1.4

Показатели	ВОСТОЧНЫЙ СВОД															
	III объект			IV объект			V объект			VI объект			Горизонты Pz-1 и Pz-2 блок II			
	Горизонт М-II-2 в районах скважин 33 и 34, 228			горизонт М-II-2 в районе скважины 31			горизонта М-II-2 в районе скважины 138			Горизонты Pz-1 и Pz-2 блок II			Горизонты Pz-1 и Pz-2 блок III			
	Количество скв.	Интервал изм.	Сред.знач.	Количество скв.	Интервал изм.	Сред.знач.	Количество скв.	Интервал изм.	Сред.знач.	Количество скв.	Интервал изм.	Сред.знач.	Количество скв.	Интервал изм.	Сред.знач.	
Текущее пластовое давление, МПа	2	6	3,44-10,9	5,81	1	14	9,02-10,72	9,88	1	18	10,82-13,05	11,40	15	90	4,94-12,54	9,89
Текущая пластовая температура, °C	1	1	40,9	40,9	1	11	64,2-67,7	66,4	1	16	62,4-65,4	64,4	7	36	50,3-63,7	61,1
Дебит нефти, т/сут															1	4
Коэффиц. продукт., (м³/сут/МПа)															1	4
Удельный коэф. продукт., (м³/сут/МПа/м)															1	4
Коэффициент приемистости, м³/(сут·МПа)	1	1	29,9	29,9									2	2	13,7-76,1	44,9
Удельная приемистость, м³/м·сут·МПа	1	1	3,0	3,0									2	2	1,4-5,4	3,4
Гидропроводность, мкм²*м/ (МПа*c)																
Проницаемость, мкм²																
Скин-фактор																

Таблица 3.1.5 – Средние значения забойного давления по объектам разработки

Объект	Давление насыщения, МПа	Забойное давление, МПа									
		2019					2020				
		1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	среднее за год	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	среднее за год
1	5,47	5,7	5,5	6,1	5,4	5,7	5,5	5,0	5,1	5,3	5,2
2	5,59	6,9	7,4	8,0	7,2	7,4	7,0	7,7	7,4	7,9	7,5
3	4,44										

Продолжение таблицы 3.1.5

Объект	Давление насыщения, МПа	Забойное давление, МПа									
		2021					2022				
		1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	среднее за год	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	среднее за год
1	5,47	5,1	4,9	5,0	5,1	5,0	5,1	5,2	5,4	5,0	5,2
2	5,59	8,0	7,4	7,4	7,6	7,6	7,2	7,1	7,1	6,5	7,0
3	4,44								4,6	4,0	4,2

Таблица 3.1.6 – Динамика изменения пластового давления по объектам с начала эксплуатации

Горизонт	Блок / район скв.	Параметры	Объект	Годы															
				2004	2005	2006	2010	2011	2012	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
<i>Западный свод</i>																			
M-II-2	Район скв. 42	Кол-во скважин	I	1			1	-	1	-				1	0	2	3	3	
		Кол-во замеров		2			2	-	1	-				1	0	3	11	9	
		Давление, МПа		14,82			14,37	-	7,08	-				9,20		9,27	9,79	8,81	
PZ-2	Блок V	Кол-во скважин	I	2			4	3	1	1	3	2	1	1	1	3	10	9	
		Кол-во замеров		2			8	7	3	3	4	5	2	3	3	4	40	26	
		Давление, МПа		14,7			14,87	13,62	13,75	10,98	5,86	6,53	6,86	6,82	6,82	7,19	6,64	6,93	
	Район скв. 58	Кол-во скважин		-			-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
		Кол-во замеров		-			-	1	3	6	2	2	1	2	4	1	2	2	
		Давление, МПа		-			-	14,15	13,75	13,26	12,25	11,38	10,94	10,54	10,63	10,57	10,22	10,10	
В целом по продуктивному горизонту Pz-2		Кол-во скважин	I	2			4	4	2	2	4	3	2	2	2	4	11	10	
		Кол-во замеров		2			8	8	6	9	6	7	3	5	7	5	42	28	
		Давление, МПа		14,7			14,87	13,68	13,75	12,93	7,46	8,14	8,90	8,68	8,72	8,88	8,43	8,52	
PZ-1	Блок V	Кол-во скважин		2			3	4	8	9	4	4	3	2	2	7	35	37	
		Кол-во замеров		6			5	7	11	28	7	4	5	5	7	11	103	100	
		Давление, МПа		13,89			14,21	11,4	9,91	8,85	8,16	7,47	11,13	10,77	11,97	8,83	10,40	10,06	
	Блок VI	Кол-во скважин	I	1	1	1	1	2	3	1	1	1	1	1	1	3	2	2	
		Кол-во замеров		1	1	2	5	3	8	3	2	2	1	1	5	6	8		
		Давление, МПа		14,45	14,5	14,94	13,25	11,57	11,75	10,71	7,17	9,66	9,59	9,44	11,76	11,62	11,47		
В целом по продуктивному горизонту Pz-1		Кол-во скважин	I	3	1	4	5	10	12	5	5	4	3	3	10	37	39		
		Кол-во замеров		7	1	7	12	14	36	10	6	7	6	8	16	109	108		
		Давление, МПа		14,07	14,5	14,51	11,7	10,24	9,43	8,67	7,41	10,40	10,18	10,70	10,30	11,01	10,77		
Среднее значение по I объекту				14,53	14,54	14,58	12,69	10,36	11,18	8,07	7,78	9,65	9,35	9,71	9,48	9,74	9,36		

Продолжение таблицы 3.1.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		
<i>Восточный свод</i>																				
PZ-2	Блок IIв	Кол-во скважин	II			2	2	-	1	1		1				2	4	3		
		Кол-во замеров				2	6	-	1	1		1				2	12	8		
		Давление, МПа				14,79	11,15	-	8,79	6,77		6,70			8,53	10,19	10,00			
	Блок III	Кол-во скважин		1		1	-	2	2			1	1	1	2	8	5			
		Кол-во замеров		1		2	-	6	4			3	5	3	4	18	11			
		Давление, МПа		14,81		14,94	-	11,9	8,46			7,64	8,69	9,73	10,21	11,75	9,70			
В целом по продуктивному горизонту Pz-2				1		3	2	2	3	1		2	1	1	4	12	8			
				1		4	6	6	5	1		4	5	3	6	30	19			
				14,81		14,84	11,15	11,9	8,57	6,77		7,40	8,69	9,73	9,37	10,97	9,85			
PZ-1	Блок IIа	Кол-во скважин				1	1	4	3	1	1	1	1	1	2	6	3			
		Кол-во замеров				2	3	9	5	3	3	3	4	4	3	15	7			
		Давление, МПа				14,6	11,58	10,24	9,52	10,01	10,37	10,25	10,32	10,25	10,20	9,22	8,16			
	Блок IIв	Кол-во скважин				-	1	1	1			1	1	2	2	3	3			
		Кол-во замеров				-	1	5	4			2	2	5	2	13	7			
		Давление, МПа				-	12,37	12,5	11,02			7,25	8,94	10,08	10,53	11,46	11,27			
	Блок III	Кол-во скважин		1		2	4	3	1	2	2	1	2	2	1	5	4			
		Кол-во замеров		4		3	7	12	1	6	5	3	6	5	1	12	6			
		Давление, МПа		15,11		14,63	11,88	11,11	8,82	7,46	7,68	8,36	8,88	9,85	8,48	11,13	10,50			
В целом по продуктивному горизонту Pz-1				1		3	6	8	5	3	3	3	4	5	5	14	10			
				4		5	11	26	10	9	8	8	12	14	6	40	20			
				15,11		14,62	11,9	10,85	10,1	8,31	8,58	8,21	9,37	10,05	9,64	10,60	9,98			
Среднее значение по II объекту						14,96	14,73	11,53	11,38	9,34	7,54	8,58	7,81	9,03	9,89	9,51	10,79	9,91		
M-II-2	Блок I, район скв. 33 и 34	Кол-во скважин	III	2		1	2	1	2							2	2			
		Кол-во замеров		3		2	9	3	7							5	6			
		Давление, МПа		13,0		11,33	8,91	10,16	8,95							6,08	5,77			
Среднее значение по III объекту						12,98		11,33	8,91	10,16	8,95					6,08	5,77			
M-II-2	Район скв. 31	Кол-во скважин	IV	1		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
		Кол-во замеров		1		2	3	2	3	1	2	2	4	3	2	3				
		Давление, МПа		14,2		10,1	9,9	9,47	8,79	8,81	8,99	9,04	9,60	9,85		10,24	10,64			
Среднее значение по IV объекту						14,2		10,1	9,9	9,47	8,79	8,81	8,99	9,04	9,60	9,85	10,24	10,64		
M-II-2	Район скв. 138	Кол-во скважин	V							1	1	1	1	1	1	1	1			
		Кол-во замеров								2	3	3	3	4	3	1	5			
		Давление, МПа								9,15	10,92	11,05	10,93	10,89	11,12	11,23	11,27	11,78		
Среднее значение по V объекту										9,15	10,92	11,05	10,93	10,89	11,12	11,23	11,27	11,78		
Среднее значение по V объекту																	11,64			

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Месторождение Северо-Западный Кызылкия введено в промышленную разработку в 2010 году согласно Технологической схемы разработки (протокол ЦКР РК №63 от 28.06.2010 г.).

Действующим проектным документом на разработку месторождения является **«Дополнение к Технологической схеме разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия»**, составленный по состоянию на 01.01.2017 г. Согласно действующему проектному документу выделение эксплуатационных объектов выглядит следующим образом:

На Западном своде:

- **I объект разработки** - продуктивные горизонты Pz-1 и Pz-2 в V блоке и в районе скважины 58, горизонт Pz-1 в VI блоке, горизонт M-II-2 в районе скважины 42;

На Восточном своде:

- **II объект разработки** - продуктивные горизонты Pz-1 и Pz-2 в блоках IIa, IIv и III, горизонт M-II-1 в районе скважин 47 и 234 (блок III);
- **III объект разработки** — продуктивный горизонт M-II-2 в блоке I (район скважин 33 и 34);
- **IV объект разработки** — продуктивный горизонт M-II-2 в районе скважины 31;
- **V объект разработки** — продуктивный горизонт M-II-2 в районе скважины 138.

В 2021 г. составлен и утвержден в ЦКРиР РК (протокол № 20/13 от 24-25.11.2021 г.) **«Анализ разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия»**, в рамках которого уточнены технологические показатели на 2021-2023 гг.

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

По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении пробурено всего 96 скважин. В эксплуатационном фонде числятся 50 скважин, из них действующие – 47 ед., бездействующие – 1 ед., в освоении – 2 ед. В нагнетательном фонде находятся 17 скважин, действующие – 16 ед., бездействующая - 1 ед. Фонд наблюдательных скважин составляет – 27. Ликвидированный фонд составляет 2 скважины, которые были ликвидированы по геологическим причинам в период разведки.

Все действующие добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом, из них 23 скважин оборудовали штанговыми глубинно-насосными установками (ШГН) и 24 скважин электроцентробежными насосами (УЭЦН).

Характеристика структуры фонда скважин по месторождению Северо-Западный Кызылкия и по объектам разработки по состоянию на 01.01.2023 г. представлена в таблице 3.2.1.1 и на рисунке 3.2.1.1.

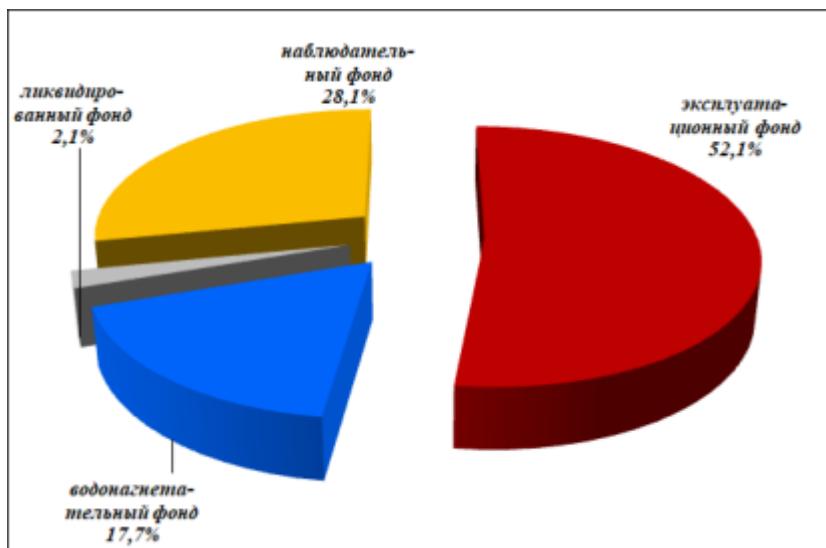


Рисунок 3.2.1.1 - Распределение фонда скважин

В таблицах 3.2.1.2 – 3.2.1.6 представлены распределения действующего эксплуатационного фонда скважин по дебиту нефти и жидкости, обводненности и по приемистости нагнетательных скважин за анализируемый период.

Средние дебиты по нефти и жидкости по состоянию на 01.01.2023 г., приходящиеся на скважину в целом по месторождению, составляют соответственно 6,4 т/сут и 67,5 т/сут, средняя приемистость нагнетательных скважин составила 219,1 м³/сут. Средняя обводненность добываемой продукции по месторождению составила 90,6 %.

Коэффициенты эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин составили соответственно 0,86 д.ед. и 0,73 д.ед.

В настоящее время в эксплуатации находятся 3 основных объекта, рассмотрим характеристику их фонда.

Объект разработки I. По состоянию на 01.01.2023 г. на рассматриваемом объекте числятся 34 добывающие скважины, из них 31 действующих (40, 42, 48, 54, 55, 104, 105, 109, 110, 112, 114, 116, 117, 118, 200, 203, 205, 206D, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 215, 216, 218, 220, 221, 223, 225), 1 бездействующая (102) и 2 в освоении после бурения (241, 242). Максимальным дебитом по нефти 11,6 т/сут характеризуется скважина 55, а

минимальным дебитом 0,4 т/сут – скважина 48. Средние дебиты по нефти и жидкости в целом по рассматриваемому объекту составляют 5,5 т/сут и 23,8 т/сут соответственно (табл. 3.2.1.3).

Средняя обводненность в целом по объекту разработки составляет 79,2 %, при ее изменениях по скважинам от 1,2 % в скважине 203 до 95,6 % – скважине 55.

Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин представлен 10 скважинами, со средней приемистостью по объекту 92,8 м³/сут.

Коэффициенты эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин составили соответственно 0,82 д.ед. и 0,59 д.ед.

За анализируемый период на данном объекте пробурено 15 новых добывающих скважин: из них 2 горизонтальные скважины (101D, 207D) и 13 вертикальные скважины (102, 103, 104, 105, 113, 114, 116, 117, 118, 200, 240, 241, 242), а также одна оценочная скважина 239.

Объект разработки II. По состоянию на 01.01.2023 г. на рассматриваемом объекте эксплуатационный фонд добывающих представлен 15 скважинами (47, 56, 120, 121, 123, 127, 128, 229, 230, 231, 232, 235, 236, 237, 238), все действующие оборудованы СШНУ и УЭЦН. Средние дебиты по нефти и жидкости в целом по рассматриваемому объекту составляют 8,0 т/сут и 145,6 т/сут соответственно. Средняя обводненность в целом по объекту разработки составляет 94,5 % (табл. 3.2.1.5). Коэффициент эксплуатации составил 0,97 д.ед.

В эксплуатационном фонде нагнетательных скважин находится 7 скважин, средняя приемистость по состоянию на 01.01.2023 г. составила 365,9 м³/сут, а коэффициент эксплуатации 0,95 д.ед.

За анализируемый период на данном объекте была пробурена одна добывающая скважина 130.

Объект разработки III. По состоянию на 01.01.2023 г. на рассматриваемом объекте эксплуатационный фонд добывающих представлен 1 скважиной (3), которая эксплуатируется механизированным способом СШНУ. Средние дебиты по нефти и жидкости по скважине 33 составляют 2,2 т/сут и 2,9 т/сут соответственно. Обводненность составила 26,1 %.

Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин представлен скважиной 34, которая характеризуется средней приемистостью 268,1 м³/сут.

Объект разработки IV. По состоянию на 01.01.2023 г. объект не эксплуатируется.

Объект разработки V. По состоянию на 01.01.2023 г. объект не эксплуатируется.

Таким образом, на дату анализа около 89 % действующих скважин месторождения характеризуются как низкодебитными, т.е. дебитами до 10 т/сут. Среднедебитным (от 10 до 30 т/сут) категориям приходится в среднем по 11 % от действующих добывающих скважин.

Заметна тенденция увеличения обводненности за рассматриваемый период (табл. 3.2.1.4), что указывает на снижение производительности скважин. Как видно из таблицы 3.2.1.5, на дату анализа с обводнённостью до 40 % работали 15 скважины (32 %), от 40 до 50% – 3 скважины (6 %), от 50 до 60% работали 2 скважины (4%), и с обводнённостью более 60% работали 27 скважины, что составляет 58 % от общего количества скважин.

Низким коэффициентом эксплуатации характеризуются скважины III объекта разработки и в целом составляет 0,38 д.ед., по остальным объектам – изменяется от 0,82 д.ед. до 0,97 д.ед. Низкий коэффициент эксплуатации объясняется проведением исследовательских и ремонтных работ, и вынужденными простоями скважин.

На объектах разработки I и II эксплуатируется 98 % всего действующего фонда месторождения, которые, в свою очередь, в основной своей части, характеризуются наиболее высокими дебитами по нефти.

Анализ новых добывающих скважин

За анализируемый период на I и II объектах разработки пробурено 17 новых скважин, из них 1 скважина (101D) – горизонтальная, 1 скважина (207D) – наклонно-направленная, 10 скважины (102, 113, 114, 116, 117, 118, 130, 200, 239, 240) – вертикальные пробурены согласно «Дополнении к технологической схеме разработки...» [21] и 5 вертикальных (103, 104, 105, 241, 242) скважин согласно «Анализу разработки...» [22].

Как видно из таблицы 3.2.1.7, начальные дебиты нефти I объекта в диапазоне от 3,6 т/сут (скважина 101D) до 21,2 т/сут (скважина 114), в среднем составляют 10,5 т/сут.

Начальный дебит II объекта 9,9 т/сут в скважине 130.

1/3 фонда новых скважин на дату анализа находятся в наблюдательном фонде из за высокой обводненности.

Таблица 3.2.1.1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2023 г.

Таблица 3.2.1.2 - Динамика распределения фонда скважин по дебитам за период 2017-2022 гг.

Дата	Фонд добывающих скважин	Средний дебит скважин, т/сут	Диапазон изменения дебитов по нефти и жидкости, т/сут									
			< 10		10-30		30-50		50-70		> 70	
	экспл.	действ.	нефть	жидкость	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж
2017	53	52	10,4	50,0	33	17	18	16	1	3	4	12
2018	54	52	8,9	48,6	35	18	16	14	4	1	2	14
2019	45	42	8,1	54,0	32	12	9	13	1	1	4	12
2020	52	47	7,3	57,2	37	14	10	17	3	1	12	
2021	39	36	6,9	73,3	29	8	7	10	0	4	1	13
2022	50	47	6,4	67,5	42	20	5	7	0	6	1	13

Таблица 3.2.1.3 – Распределение фонда скважин по дебитам и коэффициентов эксплуатации по объектам на 01.01.2023 г.

Объект	Фонд добывающих скважин		Средний дебит скважин, т/сут	Диапазон изменения дебитов по нефти и жидкости, т/сут								Коэффициент эксплуатации доб. скв., д.ед.	
				< 10		10-30		30-50		50-70			
	экспл.	действ.	нефть	жидкость	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	
I	34	31	5,5	23,8	29	19	2	6	4	1	1	1	0,82
II	15	15	8,0	145,6	12	3	1		2		12	0,97	
III	1	1	2,2	2,9	1	1						0,38	
по месторождению	50	47	6,4	67,5	42	20	5	7	0	6	0	1	0,86

Таблица 3.2.1.4 – Динамика распределения фонда скважин по обводненности за период 2017-2022 гг.

Дата	Фонд добывающих скважин	Средний дебит скважин, т/сут	Средняя обводненность продукции, %	Диапазон изменения обводненности, %									Коэффициент эксплуатации доб. скв., д.ед.				
				безводная нефть		< 40		40 - 50		50 - 60		60 - 70		70 - 80		80 - 90	
	экспл.	действ.	нефть	жидкость	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	
2017	53	52	10,4	50,0	79,2	-	25	2	1	3	5	6	10				
2018	54	52	8,9	48,6	81,7	-	27	1	1	1	4	6	12				
2019	45	42	8,1	54,0	85,0	-	18	3	1	3	1	3	13				
2020	52	47	7,3	57,2	87,3	-	15	2	3	2	4	7	14				
2021	39	36	6,9	73,3	90,6	-	11	2	3	1	2	5	12				
2022	50	47	6,4	67,5	90,6	-	15	3	2	2	1	8	16				

Таблица 3.2.1.5 – Распределение фонда скважин по обводненности по объектам на 01.01.2023 г.

Объект	Фонд добывающих скважин	Средний дебит скважин, т/сут	Средняя обводненность продукции, %	Диапазон изменения обводненности, %									Коэффициент эксплуатации доб. скв., д.ед.				
				безводная нефть		< 40		40 - 50		50 - 60		60 - 70		70 - 80		80 - 90	
	экспл.	действ.	нефть	жидкость	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	
I	34	31	5,5	23,8	77,0	-	15	3	2	2	1	5	3				
II	15	15	8,0	145,6	94,5	-								2	13		
III	1	1	2,2	2,9	26,1	-								1			
по месторождению	50	47	6,4	67,5	90,6	-	15	3	2	2	1	8	16				

Таблица 3.2.1.6 - Распределение действующего фонда нагнетательных скважин по различным диапазонам приемистости и коэффициентов эксплуатации по состоянию на 01.01.2023 г.

Объект разработки	Эксплуатационный фонд скважин, ед.	Средняя приемистость, м ³ /сут	Распределение скважин по различным диапазонам приемистости, м ³ /сут				Коэффициент эксплуатации нагн. скв., д.ед.		
			<100		100-200		200-300		
	действ.	бездейств.	н	ж	н	ж	н	ж	
I	10		92,8	8	2				0,59
II	5	1	365,9		2			3	0,95
III	1		268,1			1			1,00
по месторождению	16	1	219,1	8	4	1	3	0,73	

Таблица 3.2.1.7 – Месторождение Северо-Западный Кызылкия. Характеристика новых скважин по состоянию на 01.01.2023 г.

№№ Скважи- н	Дата ввода в эксплуатаци- ю	Гори- зонт	Интервал перфорации	Объект разработ- ки	Способ эксплу- а- тации	Проектн- ый дебит, т/сут	Дебит нефти, т/сут	
							на начальн- ый	на 01.01.2023 г.
130	02.04.2017	PZ-2	1453-1455, 1457- 1465	2	ШГН	15	9,9	в наблюдательном фонде
101D	01.06.2017	PZ- 1+PZ-2	1525-1546; 1555- 1569	1		12	3,6	в наблюдательном фонде
207D	10.08.2017	PZ- 1+PZ-2	1472-1483, 1502- 1510, 1573-1578, 1608- 1613	1	ЭЦН	12	14,9	в наблюдательном фонде
200	19.08.2017	PZ-1	1373,6-1376,8, 1380- 1381,5	1	ШГН	12	12,7	5,6
114	10.04.2018	PZ-2	1420-1431	1	ШГН	12	21,2	6,6
113	13.05.2018	PZ-1	1370-1385, 1395,5- 1417	1	ШГН	12	5,5	в наблюдательном фонде
116	26.12.2018	PZ-1	1400-1405, 1407- 1409,5, 1411-1417, 1420- 1425	1	ЭЦН	12	13,1	5,5
117	13.03.2019	PZ-2	1415-1422, 1424- 1434	1	ШГН	12	11,4	3,7
118	20.01.2020	PZ-1	1379-1384,1390-1394	1	ЭЦН	12	15,3	1,3
102	14.02.2020	PZ-1	1400-1410	1	ЭЦН	12	5,5	в бездействии
239		M-II-2	1404,5-1408, 1409- 1411,5, 1413,5-1421, 1423,5- 1428	1	ЭЦН	12	7,3	в наблюдательном фонде
240	18.10.2020	PZ-1	1319-1324, 1329- 1334, 1343-1347	1	ШГН	12	11,2	в наблюдательном фонде
103	30.06.2021	PZ-1	1401-1410,5	1	ШГН	10	7,6	в наблюдательном фонде
104	30.12.2021	PZ-1	1387-1392,5	1	ШГН	10	6,7	4,9
105	10.12.2021	PZ-1	1394,5-1397; 1401- 1405	1	ШГН	10	11,5	6,4
241		PZ-1	1410,5-1413: 1421,5-1430	1		10		в освоении
242		PZ-1	1387,5-1400	1		10		в освоении

Характеристика отборов нефти, жидкости и газа

На рисунке 3.2.1.2 представлена динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению, с начала эксплуатации.

Месторождение введено в промышленную эксплуатацию в августе 2010 г.

Как видно из рисунка 3.2.1.2, период с 2010 г. по 2013 гг. характеризуется ростом добычи нефти из-за увеличения количества скважин действующего фонда за счет активного разбуривания месторождения. С увеличением добычи нефти по годам соответственно наблюдается увеличение попутно-добываемого газа с 2,98 млн.м³ до 16,57 млн.м³. Максимальная годовая добыча нефти была достигнута в 2013 году и составила –

366,44 тыс.т., далее с 2013 года по мере снижения среднесуточных дебитов по нефти уменьшаются годовые объемы добычи нефти.

По состоянию на 01.01.2023 г. из месторождения отобрано 2790,92 тыс.т нефти, 11200,88 тыс.т жидкости и 150,60 млн.м³ газа. От утвержденных извлекаемых запасов нефти отобрано 62,2 %, при текущей обводненности продукции 90,6 %. Текущая нефтеотдача составляла 0,198 д.ед. Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов составляет 2,4 %, от текущих – 8,4 %. Среднесуточный дебит по нефти составил 6,4 т/сут, по жидкости – 67,5 т/сут, газовый фактор составлял 58,9 м³/т.

Система поддержания пластового давления (ППД) началось в 2014 г. путем закачки воды через 4-х (34, 38, 226, 233) скважин переведенных с добывающего фонда. Накопленная закачка воды на дату анализа составляла 7273,4 тыс.м³. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой по месторождению в целом достигла 90,3 %.

Распределение текущих дебитов действующих добывающих и приемистости действующих нагнетательных скважин по объектам разработки показаны на картах текущих и накопленных отборов и закачек (граф. приложения 12).

Согласно методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений [12], в настоящем отчете приведено сопоставление проектных и фактических показателей разработки месторождения за период с 2018 г. по 2022 г. включительно. Как уже описано выше, в настоящее время действующим проектом является «Дополнение к Технологической схеме разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия» [21], в ходе реализации которого из-за расхождения проектных и фактических данных по добыче и бурению показатели разработки уточнялись в рамках «Анализа разработки...» на 2021-2023 гг. [22].

В целом по месторождению

Как видно из таблицы 3.2.1.8, фактическая добыча нефти и жидкости за 5 лет на уровне или превысили проектных величин. Фактический темп роста обводненности на уровне проекта в связи с отключением и переводом высокообводненных скважин в наблюдательный фонд.

В 2018 г. объем добычи нефти незначительно больше проектного на 2,6 %, в основном это связано с увеличением добычи нефти по I объекту, за счет увеличения фонда действующих скважин, а также больших фактических дебитов новых введенных скважин из бурения (113, 114, 116). Фактически объем добычи жидкости также больше на 29,3 %, в связи с большим отбором жидкости по I и II объектам. Фактическая добыча газа

при газовом факторе 81,2 м³/т составила 12,55 млн.м³. Годовой объем закачки воды больше запроектированный на 39,8 %.

В 2019 году все фактические показатели разработки по добыче нефти, жидкости и газа были выше проектного значения, при фактическим добывающем фонде 45 ед. Среднегодовая обводненность по факту также превышает проектное значение. Фактический уровень годовой закачки больше проектного из за больших среднесуточных приемистостей, при действующем фонде нагнетательных скважин 14 ед. Ввод новых добывающих скважин из бурения на уровне проекта 2 ед. (117, 118).

За 2020 г. объем добытой нефти превышает (113,97 тыс.т) запроектированного уровня 7,5 %. Выведены из бурения, как предусмотрено в проекте, 2 новые добывающие скважины 102 и 240. Годовая добыча газа на уровне проектного и составила 11,15 млн.м³, по проекту – 11,01 д.ед. Фактический среднесуточный дебит нефти составил 7,3 т/сут, по жидкости 57,2 т/сут, что превышает проектные 2 т/сут и 30,7 т/сут соответственно. Отставание по фонду скважин - 11 ед. Фактический уровень годовой закачки больше. Также как и в предыдущем году фактическая закачка больше проекта из за больших среднесуточных приемистостей нагнетательных скважин.

За 2021 г. согласно уточненным показателям в рамках АР-2021 г. эксплуатация предусмотрена по 49 скважинам, фактически фонд действующих скважин составил 39 ед. Отобрано 90,47 тыс.т нефти, что отстает от проектного значения на 4,9 %. Добыча жидкости при этом больше проектного значения (1,5 %) и составляет 962,21 тыс.т. Среднегодовая обводненность составила 90,6 % что на уровне проектного значения. Фактическая добыча газа составила 5,03 млн.м³, против проектной 5,77 млн.м³. Газовый фактор составил 55,6 м³/т, против проектного 60,7 м³/т. Среднесуточный дебит нефти и жидкости по проекту составляет 6,0 и 6,9 т/сут соответственно. Фактические дебиты нефти больше проектных и составили 6,9 т/сут, по жидкости – 73,3 т/сут. Как и было предусмотрено в работе [22] на месторождение пробурено 2 скважины (105 и 242): введено в эксплуатацию только скважина 105, а скважина 242 находилась в освоении.

Фактическая закачка воды на уровне, фонд нагнетательных скважин отстает на 2 ед., при этом фактическая приемистость одной скважины больше запроектированной.

В 2022 году наблюдается превышение фактической добычи по нефти над проектной отклонение не превышает 10%. Добыча жидкости и газа также превышает проектный показатель. Фактическая среднегодовая обводнённость на уровне запроектированной. Действующий добывающий фонд составил 47 ед., что на 4 ед. меньше

проектного показателя. Пробурены скважины 241, 242, однако на дату анализа не были введены в эксплуатацию, находились в освоении.

Действующий нагнетательный фонд составляет 16 скважин, что меньше проекта на 1 ед. Фактический уровень годовой закачки больше проектного из за больших среднесуточных приемистости нагнетательных скважин. Накопленная закачка воды больше проекта.

Накопленная добыча нефти на конец 2022 года незначительно больше проектного уровня, выработка запасов нефти составляет 62,2 %, текущий КИН - 0,198 д.ед., против проектного значения 0,189 д.ед.

В целом по расхождения между фактическими и проектными показателями в пределах допустимой величины (менее 10 %).

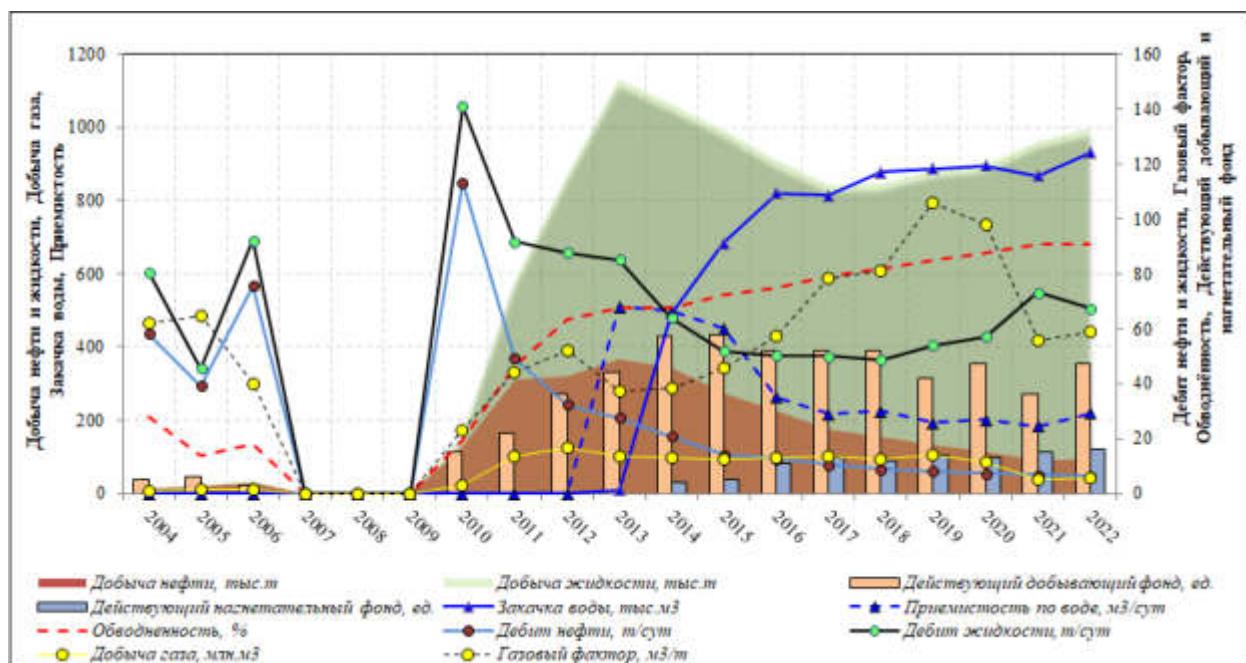


Рисунок 3.2.1.2 - Месторождения Северо-Западный Кызылкия. Динамика основных технологических показателей с начала разработки

Таблица 3.2.1.8 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия

Показатели	Годы										
	2018		2019		2020		2021		2022		
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	
Добыча нефти, всего тыс.т/год	150,73	154,65	120,47	132,49	106,04	113,97	95,10	90,47	85,60	94,14	
в том числе из переходящих скважин	144,11	147,54	116,40	129,83	102,59	109,14	89,60	90,42	79,00	94,11	
из новых скважин	6,620	7,112	4,070	2,659	3,450	4,835	5,500	0,053	6,600	0,030	
Накопленная добыча нефти, тыс.т	2363,00	2359,86	2483,50	2492,35	2589,50	2606,32	2701,40	2696,79	2786,90	2790,92	
Добыча нефтяного газа, млн.нм ³	15,82	12,55	12,70	14,01	11,01	11,15	5,77	5,03	5,19	5,55	
Накопленная добыча газа, млн.нм ³	123,60	114,86	136,30	128,88	147,30	140,03	145,80	145,06	150,98	150,60	
Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,161	0,168	0,169	0,177	0,176	0,185	0,184	0,192	0,189	0,198	
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %		3,4	4,0	2,7	3,4	2,4	2,9	2,1	2,3	1,9	2,4
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %		6,6	10,0	5,7	9,4	5,3	8,8	5,0	7,5	4,8	8,4
Обводненность среднегодовая (по весу), %	77,0	81,7	79,0	85,0	79,9	87,3	90,0	90,6	90,1	90,6	
в т ч. переходящих скв.	77,6	82,4	79,5	85,2	81,3	87,6	90,5	90,6	90,8	90,6	
новых скв.	35,0	20,8	35,0	10,0	35,0	71,9	20,0	65,0	20,0	57,7	
Добыча жидкости, всего, тыс.т/год	654,69	846,48	573,44	882,30	527,62	895,57	948,10	962,21	866,10	996,82	
в т.ч. фонтан	0,00	18,58	0,00	1,47	0,00	0,03	0,00	0,77	0,00	0,36	
мех. способом	654,69	827,91	573,44	880,83	527,62	895,54	948,10	961,45	866,10	996,43	
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	7159,70	7463,98	7733,20	8346,28	8260,80	9241,85	10190,00	10204,06	11056,10	11200,88	
Закачка рабочего агента, годовая, тыс.м ³	627,5	877,2	547,8	887,2	503,1	894,4	875,6	867,2	853,7	929,6	
Накопленная закачка рабочего агента, тыс.м ³	3338,6	3694,9	3886,4	4582,2	4389,5	5476,5	6352,1	6343,8	7205,9	7273,4	
Компенсация отборов жидкости текущая, %	100,0	93,5	100,0	93,1	100,0	94,2	89,0	87,3	95,0	90,3	
Компенсация отборов накопленная, %	37,8	40,5	41,0	45,5	43,6	49,7	52,9	52,8	55,8	55,7	
Газовый фактор, м ³ /т	104,9	81,2	105,4	105,8	103,8	97,80	60,7	55,6	60,6	58,9	
Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	0,95	0,96	0,95	0,93	0,95	0,90	0,95	0,92	0,95	0,94	
Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	0,90	0,92	0,90	1,00	0,90	0,91	0,97	1,00	0,97	0,86	
Удельные остаточные геол. запасы на 1 скв. добыв. фонда, тыс.т/скв.	142,8	134,6	137,9	131,6	133,5	127,4	120,9	119,7	117,5	118,7	
Эксплуатационное бурение, тыс.м	4,5	4,4	3,0	3,0	3,0	2,9	4,5	4,4	3,0	2,9	
Ввод добывающих скважин, шт.	3	4	2	2	2	7	3	7	2	21	
в т.ч. из бурения	3	3	2	2	2	2	3	3	2	0	
из наблюдательного фонда	0	1	0	0	0	5	0	4	0	21	
Выбытие добывающих скважин, шт.	0	3	2	11	2	0	0	19	0	13	
в т.ч. под закачку	0	2	0	2	0	0	0	0	0	0	
на другой объект	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
в наблюдательный фонд	0	1	2	9	2	0	0	19	0	13	
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	57	54	59	45	63	52	49	39	51	50	
в т.ч. действующих	57	52	59	42	63	47	49	36	51	47	
бездействующих	0	2	0	3	0	5	0	2	0	1	
в освоении	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	0	2	0	2	0	0	0	0	0	0	
в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
переводом из добывающего фонда	0	2	0	2	0	0	0	0	0	0	
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	14	15	15	17	16	17	17	17	17	17	
в т.ч. действующих	14	12	15	14	16	13	17	15	17	16	
бездействующих	0	3	0	3	0	4	0	2	0	1	
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	8,4	8,9	6,5	8,1	5,3	7,3	6,0	6,9	5,1	6,4	
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	36,7	48,6	30,8	54,0	26,5	57,2	60,2	73,3	52,0	67,5	
Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	12,1	12,5	11,2	10,5	13,9	6,5	10,0	8,9	10,0	6,0	
Средняя приемистость нагнетательной скв., м ³ /сут	127,9	224,4	104,2	193,8	89,7	200,6	156,8	184,2	152,9	219,1	
Выработанность запасов, %	52,7	60,4	55,3	63,8	57,7	66,7	60,2	69,0	62,1	71,4	

Далее представлено описание сравнение проектных и фактических показателей по всем объектам разработки, выделенным в предыдущем проектном документе.

I объект (*горизонты P_z-1 и P_z-2 в V блоке и р-н скв. 58, горизонт P_z-1 в VI блоке, горизонт M-II-2 р-н скв. 42*). Эксплуатация данного объекта началась в сентябре 2004 года скважиной 38. Начальный средний дебит по нефти составил 7,0 т/сут и 15,1 т/сут по жидкости, обводненность составила 53,6 %. Данный объект разрабатывается с системой поддержания пластового давления и является основным объектом разработки, доля объекта в общем объеме добычи составляет 53,0 %.

На рисунке 3.1.2.3 представлена динамика основных технологических показателей разработки. Как видно, из представленного рисунка, максимальный годовой отбор нефти был достигнут в 2014 году и составлял 185,7 тыс.т, при среднегодовой обводненности 28,5 % и среднесуточным дебитом нефти 21,1 т/сут. Увеличение добычи нефти можно объяснить вводом новых добывающих скважин, однако, в дальнейшем идет снижение из-за ввода скважин в периферийные части продуктивных горизонтов и увеличения обводненности продукции.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки **I объекта** представлено в таблице 3.2.1.9, из которой видно, что в 2018-2020 гг. фактическая добыча нефти и жидкости превышает проектное значение. Данный рост в 2018 г. объясняется большим количеством добывающих скважин чем было предусмотрено по проекту, начиная с 2019 г. большим фактическим среднесуточным дебитом нефти в связи проведением геолого-технических мероприятий для поддержания целевых уровней добычи нефти. Фактическая обводнённость больше проектного показателя.

Нагнетательный фонд скважин больше проекта, также среднесуточная приемистость больше проекта в 2 раза, что связано с превышением фактической закачки воды.

В 2021-2022 гг. фактическая годовая добыча по нефти, жидкости, газа отстает от проектных показателей. Основными причинами такого несоответствия является действующий фонд добывающих скважин. Нагнетательные скважины по количеству соответствует проекту, однако на дату анализа текущая компенсация отбора жидкости меньше проекта. В целом расхождения между фактическими и проектными показателями в пределах допустимой величины (менее 10 %).

Накопленная добыча нефти составила 1480,26 тыс.т, при проектном уровне 1490,0 тыс.т. Выработка запасов нефти достигла до 67,5 %, КИН - 0,178 д.ед. Накопленная добыча газа на уровне проектной величины.

Таблица 3.2.1.9 – Сравнение проектных и фактических показателей I объекта разработки

Показатели	Годы									
	2018		2019		2020		2021		2022	
	проект	факт								
Добыча нефти, всего тыс.т/год	91,54	102,64	70,19	91,05	58,92	69,99	58,40	53,38	55,70	51,02
в том числе из переходящих скважин	87,38	95,53	68,21	88,39	57,04	65,16	52,90	53,33	49,10	50,99
из новых скважин	4,160	7,112	1,980	2,659	1,880	4,835	5,500	0,053	6,600	0,030
Накопленная добыча нефти, тыс.т	1203,40	1214,81	1273,60	1305,86	1332,50	1375,86	1434,30	1429,24	1490,00	1480,26
Добыча нефтяного газа, млн.нм ³	8,85	7,33	6,79	8,44	5,70	5,98	3,49	2,87	3,33	2,71
Накопленная добыча газа, млн.нм ³	59,80	54,86	66,60	63,30	72,30	69,28	72,77	72,16	76,10	74,87
Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,139	0,146	0,147	0,157	0,1541	0,166	0,166	0,172	0,172	0,178
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	3,7	4,7	2,8	4,2	2,4	3,2	2,4	2,4	2,2	2,3
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	6,7	10,5	5,5	10,3	4,9	8,6	5,3	7,0	5,3	7,1
Обводненность среднегодовая (по весу), %	58,5	60,3	62,8	64,2	65,3	73,5	77,7	77,1	78,7	77,0
в т ч. переходящих скв.	59,4	61,8	63,4	64,8	65,9	73,6	79,3	77,1	80,6	77,0
новых скв.	20,0	20,8	20,0	10,0	20,0	71,9	20,0	65,0	20,0	57,7
Добыча жидкости, всего, тыс.т/год	220,46	258,84	188,62	254,12	169,86	264,10	262,00	232,97	261,10	221,86
в т.ч. фонтан	220,46	0,26	188,62	0,00	169,86	0,00	0,00	0,74	0,00	0,22
мех. способом	0,00	258,58	0,00	254,12	0,00	264,10	262,00	232,23	261,10	221,61
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1998,30	2045,48	2186,90	2299,60	2356,80	2563,70	2825,70	2796,68	3086,80	3018,54
Закачка рабочего агента, годовая, тыс.м ³	251,5	296,6	212,4	323,2	189,8	254,2	254,6	243,5	248,3	199,5
Накопленная закачка рабочего агента, тыс.м ³	1514,6	1642,3	1727,0	1965,5	1916,8	2219,6	2474,3	2463,1	2722,6	2662,6
Компенсация отборов жидкости текущая, %	100,0	88,3	100,0	100,6	100,0	81,5	85,0	91,0	84,0	78,2
Компенсация отборов накопленная, %	51,2	54,5	54,0	58,9	56,2	60,9	62,7	62,9	64,2	63,9
Газовый фактор, м ³ /т	96,7	71,4	96,7	92,7	96,7	85,48	59,7	53,8	59,7	53,1
Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	0,95	1,00	0,95	0,93	0,95	0,89	0,95	0,89	0,95	0,91
Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	0,90	0,86	0,90	1,00	0,90	0,92	0,97	0,96	0,97	0,82
Удельные остаточные геол. запасы на 1 скв. добыб. фонда, тыс.т/скв.	154,5	139,1	149,7	134,7	145,4	128,4	116,5	114,7	111,8	113,8
Эксплуатационное бурение, тыс.м	3,0	4,4	1,5	3,0	1,5	2,9	4,5	4,4	3,0	2,9
Ввод добывающих скважин, шт.	2	3	1	2	1	5	3	7	2	16
в т.ч. из бурения	2	3	1	2	1	2	3	3	2	0
из наблюдательного фонда	0	0	0	0	0	3	0	4	0	16
Выбытие добывающих скважин, шт.	0	2	1	7	1	0	0	0	16	0
в т.ч. под закачку	0	2	0	1	0	0	0	0	0	0
на другой объект	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в наблюдательный фонд	0	0	1	6	1	0	0	16	0	10
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	34	36	35	30	34	36	32	27	34	34
в т.ч. действующих	34	36	35	28	34	32	32	24	34	31
бездействующих	0	0	0	2	0	4	0	2	0	1
в освоении	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	0	2	0	1	0	0	0	0	0	0
в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом из добывающего фонда	0	2	0	1	0	0	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	8	9	8	10	9	10	10	10	10	10
в т.ч. действующих	8	6	8	7	9	6	10	8	10	10
бездействующих	0	3	0	3	0	4	0	2	0	0
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	8,4	9,1	6,2	8,4	5,3	6,5	5,8	6,3	5,1	5,5
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	20,2	22,9	16,6	23,4	15,4	24,7	26,1	27,7	23,9	23,8
Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	11,4	12,5	10,8	10,5	10,3	6,5	10,0	8,9	10,0	6,0
Средняя приемистость нагнетательной скв., м ³ /сут	89,7	172,1	75,7	143,4	60,2	129,9	77,5	109,9	75,6	92,8
Выработанность запасов, %	48,5	55,4	51,32	59,5	53,7	62,7	57,8	65,1	60,0	67,5

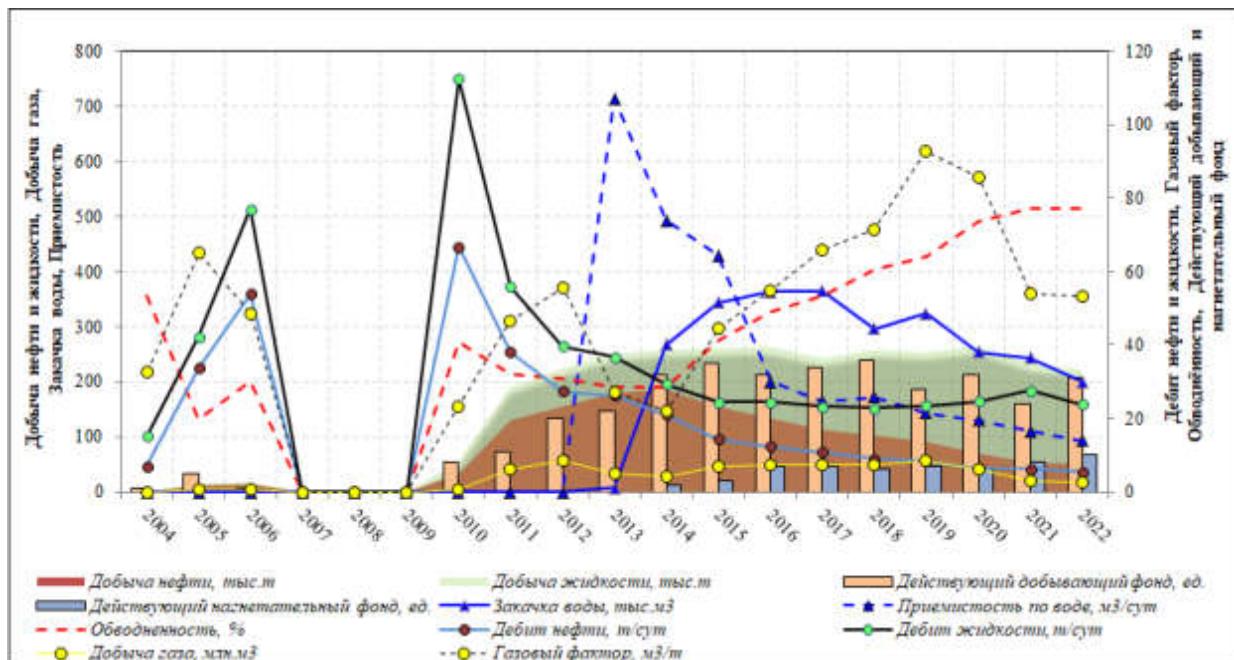


Рисунок 3.1.2.3 - Месторождения Северо-Западный Кызылкия. Динамика основных технологических показателей с начала разработки I объекта

II объект (горизонты Pz-1 и Pz-2 в блоках IIa, IIв и III, горизонт M-II-1 р-н скв. 47 и 234 блок III). Эксплуатационный фонд добывающих и нагнетательных скважин на дату отчета составляет 15 и 6 скважин. Доля объекта в общем объеме добычи нефти с начала разработки по месторождению составляет 46,1 %.

Динамика основных технологических показателей разработки по данному объекту приведены на рисунке 3.1.2.4. Как видно из рисунка, разработка данного объекта началась в 2010 г. с вводом 5 добывающих скважин. Первоначальная обводненность составила 8,0 %, после чего постепенно увеличивалась и достигла максимального значения-93,4 % в 2019 г.

В период с 2010 по 2013 гг., наблюдается рост добычи нефти с 93,48 до 184,20 тыс.т и рост добычи жидкости с 101,66 тыс.т до 852,29 тыс.т, что связано с активным разбуриванием данной залежи. Эксплуатационный фонд добывающих скважин в данный период увеличился с 5 до 23 ед. Начиная с 2014 г. наблюдается монотонное снижение добычи нефти с 156,23 до 42,81 тыс.т на 2022 г.

В таблице 3.2.1.10 приведены проектные и фактические показатели разработки **II объекта** за рассматриваемый период.

В период 2018-2019 гг. добыча нефти и газа была несколько ниже проектного значения из-за отставания по фонду. Среднегодовая обводненность была больше, чем предусмотрена по проекту. Фактическая закачка воды превышает проектного значения, так как среднесуточная приемистость больше проекта в два раза, текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды так же больше проекта.

В 2020 г. фактические показатели по добыче нефти, жидкости и газа были больше в связи большими среднесуточными дебитами, при действующем фонде 14 ед. Проектный фонд добывающих скважин составил 26 ед.

За 2021 год фактическая добыча нефти на уровне проекта, при этом фонд добывающих скважин отставал от проекта на 2 ед. Достижением проектной величины в основном являются высокие дебиты по нефти и коэффициенты эксплуатации добывающего фонда. Добыча жидкости также превышает проектный показатель на 6,3 %. Закачка воды, как и предусматривалось проектом, производилась 6 нагнетательными скважинами, и соответствует проекту. Добыча нефтяного газа меньше проектного показателя на 4,9 %, газовый фактор меньше проектной величины.

Добыча нефти за 2022 г. по данному объекту составила 42,81 тыс. т, что в 1,5 раза превышает проектного показателя. Обводненность на уровне проекта. Добыча газа больше проектного значения. Фонд добывающих скважин больше проекта на 1 ед. Закачка рабочего агента осуществлялась через 6 скважин как было предусмотрено в проекте, и в связи с большей, чем планировалось приемистостью скважины превышает.

Накопленная добыча нефти составила 1287,21 тыс.т. Выработка запасов нефти достигнет 78,2 %, текущий КИН – 0,223 д.ед., что превышает проектных показателей Накопленная добыча газа также превышает проектной величины.

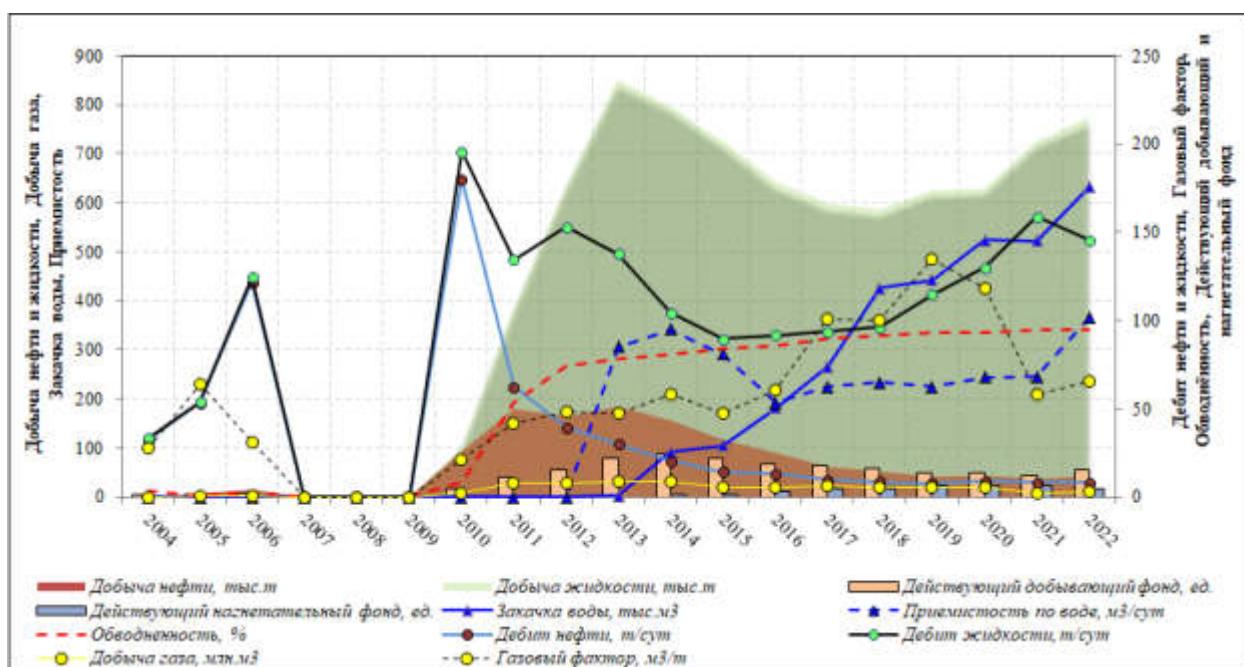


Рисунок 3.2.1.4 - Месторождения Северо-Западный Кызылкия. Динамика основных технологических показателей с начала разработки II объекта

Таблица 3.2.1.10 – Сравнение проектных и фактических показателей II объекта разработки

Показатели	Годы									
	2018		2019		2020		2021		2022	
	проект	факт								
Добыча нефти, всего тыс.т/год	56,73	52,01	48,15	41,43	42,63	43,67	36,20	36,69	29,40	42,81
в том числе из переходящих скважин	54,27	52,01	46,06	41,43	41,06	43,67	36,20	36,69	29,40	42,81
из новых скважин	2,460	0,000	2,090	0,000	1,570	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Накопленная добыча нефти, тыс.т	1132,78	1122,60	1180,94	1164,03	1223,57	1207,71	1243,90	1244,40	1273,20	1287,21
Добыча нефтяного газа, млн.нм ³	6,80	5,22	5,77	5,57	5,11	5,15	2,24	2,13	1,82	2,82
Накопленная добыча газа, млн.нм ³	62,20	58,79	68,00	64,36	73,10	69,51	71,75	71,64	73,57	74,47
Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,194	0,203	0,202	0,211	0,21	0,219	0,213	0,225	0,218	0,233
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,9	3,2	2,5	2,5	2,2	2,7	1,9	2,2	1,5	2,6
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	6,5	9,9	5,9	8,6	5,6	10,0	4,9	9,1	4,2	11,9
Обводненность среднегодовая (по весу), %	86,8	91,2	87,4	93,4	87,8	93,1	94,7	95,0	95,1	94,5
в т ч. переходящих скв.	87,3	91,2	87,8	93,4	88,2	93,1	94,7	95,0	95,1	94,5
новых скв.	50,0		50,0		50,0		0,0		0,0	
Добыча жидкости, всего, тыс.т/год	431,19	587,64	381,66	628,18	349,98	631,11	685,60	728,83	604,50	774,55
в т.ч. фонтан	431,19	18,31	381,66	1,47	349,98	0,00	0,00	0,02	0,00	0,14
мех. способом	0,00	569,33	0,00	626,71	0,00	631,11	685,60	728,81	604,50	774,40
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	5097,20	5359,36	5478,90	5987,54	5828,90	6618,65	7304,20	7347,48	7908,70	8122,03
Закачка рабочего агента, годовая, тыс.м ³	225,6	425,8	239,1	442,2	255,5	523,5	523,4	522,4	510,4	632,3
Накопленная закачка рабочего агента, тыс.м ³	809,4	1072,9	1048,5	1515,2	1304,0	2038,6	2562,1	2561,0	3072,4	3193,3
Компенсация отборов жидкости текущая, %	50,0	70,2	60,0	69,7	70,0	81,9	77,0	72,1	85,0	81,7
Компенсация отборов накопленная, %	13,6	17,3	16,5	22,2	19,4	27,3	31,5	31,3	35,1	35,6
Газовый фактор, м ³ /т	119,9	100,5	119,9	134,5	119,9	117,86	61,8	58,2	61,8	65,9
Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	0,95	0,89	0,95	0,93	0,95	0,93	0,95	1,00	0,95	1,00
Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	0,95	0,97	1,00	0,97	0,97
Удельные остаточные геол. запасы на 1 скв. добыб. фонда, тыс.т/скв.	141,6	146,6	135,7	145,3	130,3	143,8	142,6	142,6	141,6	141,2
Эксплуатационное бурение, тыс.м	1,5	0,0	1,5	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ввод добывающих скважин, шт.	1	1	1	0	1	1	0	0	0	4
в т.ч. из бурения	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0
из наблюдательного фонда	0	1	0	0	0	1	0	0	0	4
Выбытие добывающих скважин, шт.	0	1	1	4	0	0	0	2	0	2
в т.ч. под закачку	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
на другой объект	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в наблюдательный фонд	0	1	1	3	0	0	0	2	0	2
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	22	18	23	15	26	15	14	12	14	15
в т.ч. действующих	22	16	23	14	26	14	14	12	14	15
бездействующих	0	2	0	1	0	1	0	0	0	0
в освоении	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом из добывающего фонда	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6
в т.ч. действующих	5	5	6	6	6	6	6	6	6	5
бездействующих	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	8,4	8,5	6,8	7,6	5,3	9,0	7,7	8,0	6,2	8,0
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	64	96,3	54,2	114,8	43,9	129,9	145,6	158,6	128,4	145,6
Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	13,5	0,0	11,5	0,0	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средняя приемистость нагнетательной скв., м ³ /сут	128,7	233,8	113,7	225,4	121,5	244,5	265,6	245,1	258,9	365,9
Выработанность запасов, %	58,25	68,2	60,73	70,7	62,92	73,4	64	75,6	65,5	78,2

III объект (горизонт М-II-2 в блоке I р-н скв. 33 и 34). Разработка данного объекта началась 2010 году с выводом разведочных скважин 33 и 34 из консервации.

В июле 2014 г. в районе началось осуществление системы поддержания пластового давления путем закачки воды через скважину 34, переведенную из добывающего фонда. В настоящее время работает как нагнетательная скважина с приемистостью 245,4 м³/сут.

Характеристика и динамика основных технологических показателей разработки по данному объекту за анализируемый период приведены в таблице 3.2.1.11 и на рисунке 3.2.1.5. Как видно из таблицы, годовые отборы нефти и жидкости на одном уровне. На дату анализа коэффициент эксплуатации низкий, так как скважина 33 работает периодически. Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2015 г. и составил 2,29 тыс.т.

В период 2018-2019 гг. объект не эксплуатировался. В период 2020-2022 гг. скважина 33 работала периодически, также наблюдается отставание фактических значений Закачка воды за 2022 г. на уровне проекта, при действующем фонде нагнетательных скважин составил 1 ед.

Накопленная на 01.01.2023 г. добыча нефти из данного объекта разработки составила 22,83 тыс.т, жидкости – 51,70 тыс.т, нефтяного газа – 1,25 млн.м³. Выработка запасов – 47,6 %. Текущий КИН достиг 0,168 д.ед., что ниже проектного значения.

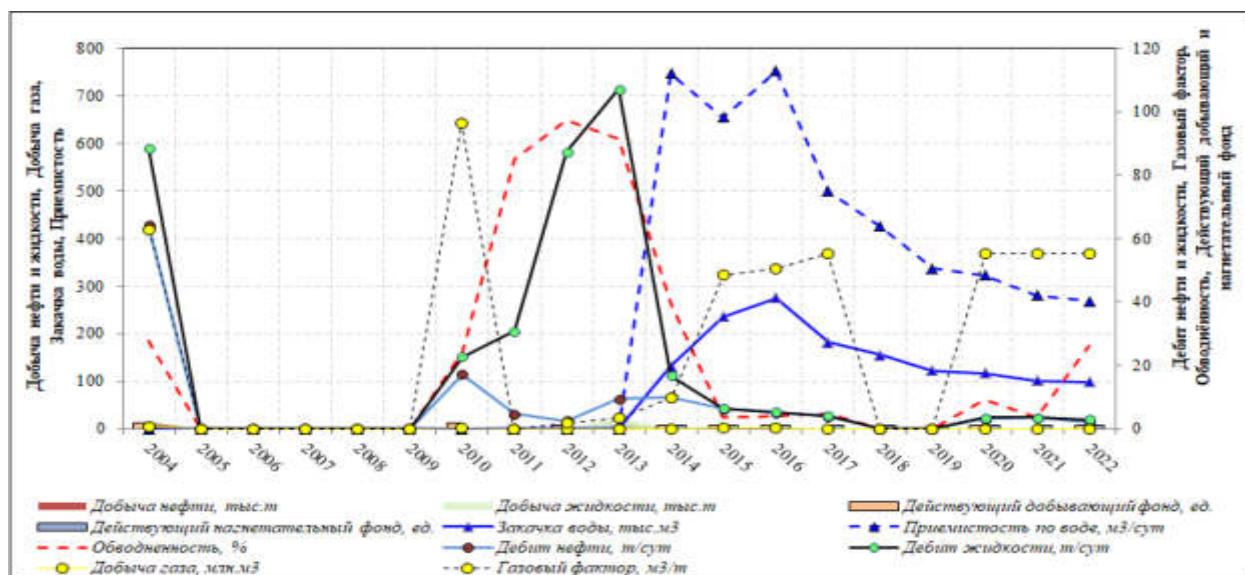


Рисунок 3.2.1.5 - Месторождения Северо-Западный Кызылкия. Динамика основных технологических показателей с начала разработки III объекта

Таблица 3.2.1.11 – Сравнение проектных и фактических показателей III объекта разработки

Показатели	Годы									
	2018		2019		2020		2021		2022	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, всего тыс.т/год	2,46	0,00	2,13	0,00	1,85	0,30	0,50	0,40	0,48	0,30
в том числе из переходящих скважин	2,46	0,00	2,13	0,00	1,85	0,30	0,50	0,40	0,48	0,30
из новых скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Накопленная добыча нефти, тыс.т	26,19	21,83	28,32	21,83	30,17	22,14	22,63	22,53	23,11	22,83
Добыча нефтяного газа, млн.нм ³	0,16	0,00	0,14	0,00	0,12	0,02	0,05	0,02	0,04	0,02
Накопленная добыча газа, млн.нм ³	1,48	1,20	1,62	1,20	1,74	1,21	1,26	1,23	1,30	1,25
Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,210	0,161	0,227	0,161	0,241	0,163	0,181	0,166	0,185	0,168
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	5,6	0,0	4,9	0,0	4,2	0,6	1,1	0,8	1,1	0,6
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	12,2	0,0	12,0	0,0	11,9	1,2	2,3	1,6	2,3	1,2
Обводненность среднегодовая (по весу), %	18,9		32,4		43,2	9,2	5,5	3,7	12,7	26,1
в т ч. переходящих скв.	18,9		32,4		43,2	9,2	5,5	3,7	12,7	26,1
новых скв.	0,0		0,0		0,0		0,0		0,0	
Добыча жидкости, всего, тыс.т/год	3,04	0,00	3,15	0,00	3,26	0,33	0,52	0,41	0,55	0,41
в т.ч. фонтан	3,04	0,00	3,15	0,00	3,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
мех. способом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33	0,52	0,41	0,55	0,41
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	55,70	50,55	58,90	50,55	62,10	50,89	51,41	51,30	51,96	51,70
Закачка рабочего агента, годовая, тыс.м ³	150,5	154,8	96,3	121,8	57,8	116,7	97,5	101,4	95,1	97,8
Накопленная закачка рабочего агента, тыс.м ³	1014,6	979,7	1110,9	1110,5	1168,7	1218,2	1315,8	1319,6	1410,9	1417,5
Компенсация отборов жидкости текущая, %	0,0		0,0		0,0	21793,9	0,0	15045,1	0,0	16181,5
Компенсация отборов накопленная, %	1409,0	1531,2	1450,5	1721,6	1443,4	1888,3	2012,9	2024,3	2130,1	2154,4
Газовый фактор, м ³ /т	66,2		66,2		65,9	54,99	90,9	55,0	91,7	55,0
Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	0,95		0,95		0,95	1,00	0,95		0,95	1,00
Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	0,90		0,90		0,90	0,26	0,97		0,97	0,38
Удельные остаточные геол. запасы на 1 скв. добыв. фонда, тыс.т/скв.	54,9	57,1	53,8	57,1	52,9	56,9	56,7	56,7	56,4	56,6
Эксплуатационное бурение, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ввод добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из наблюдательного фонда	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
в т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на другой объект	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в наблюдательный фонд	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	0	2	0	2	1	1	0	1	1
в т.ч. действующих	2	0	2	0	2	1	1	0	1	1
бездействующих	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в освоении	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом из добывающего фонда	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
в т.ч. действующих	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
бездействующих	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	3,9		3,4		3,0	3,2	3,4	3,5	1,8	2,2
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	4,9		5,1		5,2	3,5	3,6	3,6	2,1	2,9
Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средняя приемистость нагнетательной скв., м ³ /сут	153,5	425,2	98,3	336,6	59,0	322,5	296,9	280,0	289,5	268,1
Выработанность запасов, %	59,7	45,5	64,5	45,5	68,7	46,1	51,6	46,9	52,6	47,6

IV объект (горизонт M-II-2 р-н скв. 31). В разработку введена 2011 году скважиной 31, выведенной из консервации. Данная скважина в связи с отсутствием обустройства скважины была переведена в наблюдательный фонд.

В сентябре 2017 года были проведены оценочные работы по выводу из наблюдательного в добывающий фонд. В результате получили нефть с незначительным дебитом 0,9 т/сут с высокой обводненностью 98,3 %, в связи с этим скважину закрыли.

В 2020 г. скважина 31 проработала всего лишь один день, с дебитом нефти 4,9 т/сут обводненностью 82,4 %, в дальнейшем переведена в наблюдательный фонд. Накопленная добыча нефти – 0,04 тыс.т, жидкости 0,14 тыс.т, газа 0,001 млн.м³. Текущий КИН составил 0,001 д.ед., выработка запасов составил 0,5 %.

V объект (горизонт М-II-2 р-н 138). За анализируемый период не эксплуатировался. Согласно проектному документу объект предусмотрено разрабатывать одной добывающей скважиной с 2020 г. На данном объекте в наблюдательном фонде находится скважина 138. На дату составления отчета накопленная добыча нефти составила 0,58 тыс.т. и 8,47 тыс.т. жидкости, 0,013 млн.м³. Текущая нефтеотдача - 0,013 д.ед.

Таким образом, в последние пять лет наблюдается соответствие годовых уровней отборов нефти в целом по месторождению за счет больших и меньших отборов нефти соответственно по I и II объектам разработки. Среднегодовые дебиты скважин по нефти больше проектных, хотя фонд добывающих скважин меньше проектного. Проектные уровни закачки воды практически соблюдаются и фонд нагнетательных скважин соответствует проектному количеству. Также наблюдаются соответствия фактических накопленных отборов нефти, жидкости и газа проектным объемам. Об эффективности реализуемой системы разработки, прежде всего III объекта разработки, судить пока не приходится, ввиду низкой выработанности извлекаемых запасов нефти.

В целом план по бурению выполнен полностью и после даты анализа на месторождении ведутся работы по бурению. Необходимо отметить, что от проводимых на месторождении ГТМ наибольший эффект получен от ГРП и СКО. В дальнейшим следить за обводненностью скважин, проводить геолого-технические мероприятия по уменьшению обводненности.

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.

Выработку месторождения как таковую характеризует текущий коэффициент извлечения нефти, равный отношению добываемого объема нефти к ее геологическим запасам. В таблице 3.2.2.1 и на рисунке 3.2.2.1 приведены данные о выработанности запасов по объектам и месторождению.

Также в таблице 3.2.2.1 представлены геологические и извлекаемые запасы нефти по состоянию на 02.01.2021 г. составленная согласно последних утвержденных документов: «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Северо-Западный Кызылкия» утвержденный в ГКЗ РК протокол №2366-21-У от 17 ноября 2021 г.

Ниже приводится анализ выработанности извлекаемых запасов нефти по эксплуатационным объектам месторождения.

В состав **I объекта** входят продуктивные горизонты Pz-1, Pz-2 и M-II-2:

- горизонт Pz-1 разделен на блоки V, VI и локальную залежь в районе скважины 58;
- горизонт Pz-2 разделен на блок V и локальную залежь в районе скважины 58;
- горизонт M-II-2 выделен в районе скважины 42.

Как было отмечено выше, по I объекту 74 % фонда добывающих скважин эксплуатируется на горизонт Pz-1, 15 % – на горизонт Pz-2, 9% совместно на оба горизонта, 3 % добывающего фонда эксплуатируется на горизонт M-II-2. По 80 % нагнетательных скважин ведется закачка на горизонт Pz-1, остальные 20% совместно на горизонт Pz-1, Pz-2. В добывающих скважинах, эксплуатирующийся на оба горизонта совместно, используя определения пористости, проницаемости и нефтенасыщенную толщину, добываемая жидкость была разделена по горизонтам Pz-1, Pz-2. Таким образом было определено количество накопленной добычи нефти по горизонтам во всех блоках и районах скважин.

Анализ показателей эксплуатации нагнетательных скважин и реагирующих добывающих скважин, а также результаты трассерных исследований показывают наличие гидродинамической связи между горизонтами. Закачиваемый агент (трассер) в скважину горизонта Pz-1 был выявлен в добывающих скважинах горизонтов Pz-2 и M-II-2.

Следует отметить, что по I объекту основные геологические запасы нефти приурочены к горизонту Pz-1 на V блоке, выработанность извлекаемых запасов которого составляет 76,8 %. Накопленная добыча нефти по горизонту M-II-2 в районе скважины 42 намного превышает утвержденные извлекаемые запасы (в 4 раза).

В целом по I объекту выработаны 67,5 % извлекаемых запасов, при этом накопленная обводненность составляет 51,0 %, соответственно накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) всего 1,04 т/т. Наиболее высокой накопленной

обводненностью (74 %) характеризуется горизонт Pz-2 в V блоке, при выработанности запасов нефти 63,9 %.

По относительно высокопроницаемому и менее осложненному тектоническими нарушениями горизонту Pz-1 на V блоке наблюдается высокая выработанность запасов (76,8%) при относительно низкой накопленной обводненности (42,5 %).

Судя по величине накопленного ВНФ, варьирующего по горизонтам объекта в пределах 0,16-2,80 т/т, по данному объекту потенциал достижения утвержденного КИН имеется по горизонту Pz-1 в V и VI блоках и в районе скважины 58, так как ВНФ меньше экономически предельного по объекту, полученного, в рамках текущего отчета, из расчета технико-экономических показателей месторождения в целом.

В состав **II объекта** также входят продуктивные горизонты Pz-1, Pz-2 и горизонт M-II-1, при этом:

- горизонт Pz-1 разделен на блоки IIa, IIb и III;
- горизонт Pz-2 разделен на блоки IIa, IIb, III;
- горизонт M-II-1 выделен в районе скважины 47 и 234.

По данному объекту выработка запасов составляет 78,2 %, накопленная обводненность составляет 84,2 %. Как видно из таблицы 3.2.2.1, по отдельным блокам и горизонтам II объекта наблюдается высокая накопленная обводненность, что является вполне вероятным в случае трещиноватого, низкопроницаемого коллектора. Поэтому рекомендуется провести мероприятия по снижению обводненности, по добывающим скважинам провести исследования по дебитометрии и ГТМ по изоляции интервалов поступления воды.

Как и по горизонту M-II-2 в I объекте, во II объекте по горизонту Pz-1 на III блоке видно превышение накопленным отбором нефти утвержденных извлекаемых запасов, что вероятнее всего связано с наличием межгоризонтных перетоков. В этой связи рекомендуется провести трассерные исследования по скважинам, расположенным на III блоке, для выявления гидродинамической связи между горизонтами Pz-1 и Pz-2. При проведении исследований в сеть реагирующих скважин также рекомендуется включить скважины на II блоке, для определения проводимости разломов.

В целом по II объекту и по всем входящим в него горизонтам имеется потенциальная возможность достижения утвержденного КИН, кроме горизонта Pz-1 на блоках IIa, IIb, горизонта Pz-2 на III блоке.

По остальным трем объектам месторождения (**III, IV и V объекты**) выработка запасов низкая, ввиду частых остановок скважин из-за высокой обводненности и низкого

дебита нефти. Величины накопленного ВНФ по IV и V объектам свидетельствуют об отсутствии потенциала для достижения утвержденного КИН и только по III объекту (район скважин 33, 34), по которому ВНФ в 7 раза ниже предельного, можно ожидать достижение рекомендованного КИН.

В целом по месторождению выработанность утвержденных извлекаемых запасов нефти составляет 71,4 %, текущий КИН 0,198 д.ед. Накопленная обводненность по месторождению составляет 75,1 %. Накопленный ВНФ 3,01 т/т ниже предельного значения 5,77 т/т, что позволяет оценить потенциальное достижение утвержденного КИН в конце разработки.

Из всех горизонтов и эксплуатационных объектов самые высокие ВНФ на дату отчета – это по блокам Ia и IIv горизонта Pz-1 (II объекта), по блоку III горизонта Pz-2 (II объекта) и по району скважины 138 горизонта M-II-2 (V объекта). По остальным горизонтам есть потенциал достижения утвержденного КИН.

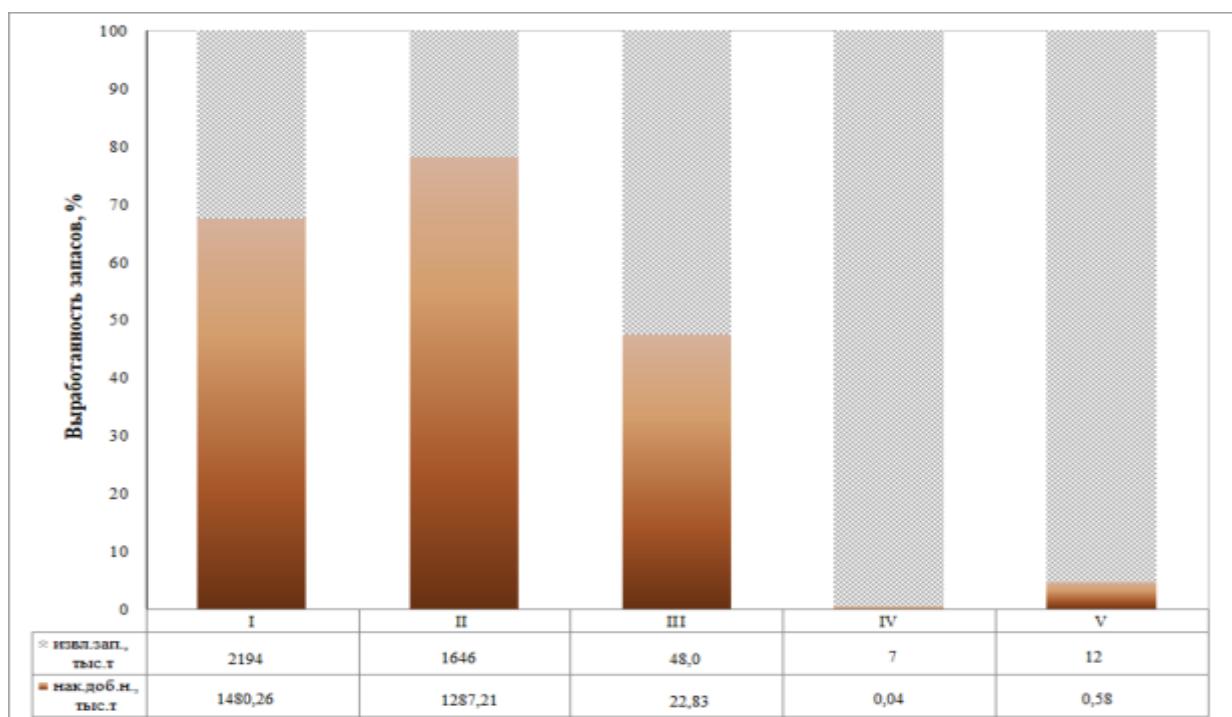


Рисунок 3.2.2.1 - Выработанность извлекаемых запасов по объектам разработки

Таблица 3.2.2.1 – Состояние и выработка запасов нефти по объектам разработки и продуктивным горизонтам

Объект	Гори- зонт	Блок	Геологические запасы нефти, тыс.т	Утв. извлекаемые запасы, нефти, тыс.т	Накопленная добыча нефти, тыс.т	Выработка извлекаемых запасов, %	Накопленная добыча воды, тыс.т	Накопленная обводненность, %	Утвержденный КИН, д.ед.	Текущий КИН, д.ед.	ВНФ, т/т	Предель- ный ВНФ, т/т
I	Pz-1	V	4353	1406	1079,68	76,8	798,19	42,5	0,323	0,248	0,74	2,96
		VI	1070	344	63,85	18,6	16,77	20,8	0,321	0,060	0,26	2,96
		Район скв.№58	57	19	0,28	1,5	0,18	39,3	0,333	0,005	0,65	2,96
	Pz-2	V	2697	398	253,00	63,6	709,65	73,7	0,148	0,094	2,80	2,96
		Район скв.№58	26	4	0,00	0,0	0,00	0,0	0,154	0,000	0,00	2,96
	M-II-1	Район скв.№240	3	1	0,00	0,0	0,00	0,0	0,330	0,000	0,00	2,96
	M-II-2	Район скв.№42	104	22	83,44	379,3	13,48	13,9	0,210	0,802	0,16	2,96
	Всего по I объекту		8310,00	2194,00	1480,26	67,5	1538,28	51,0	0,264	0,178	0,104	2,96
II	M-II-1	Район скв.№47, 234	10	4	0,00	0,0	0,00	0,0	0,402	0,000	0,00	9,36
	Pz-1	IIa	853	420	173,51	41,3	1552,40	89,9	0,492	0,203	8,95	9,36
		IIb	345	169	116,70	69,1	807,82	87,4	0,490	0,338	6,92	9,36
		III	632	309	553,31	179,1	2289,26	80,5	0,489	0,875	4,14	9,36
	Pz-2	IIa	272	55	0,00	0,0	0,00	0,0	0,202	0,000	0,00	9,36
		IIb	1324	267	218,48	81,8	554,50	71,7	0,202	0,165	2,54	9,36
		III	2086	422	225,22	53,4	1630,83	87,9	0,202	0,108	7,24	9,36
Всего по II объекту			5522,00	1646,00	1287,21	78,2	6834,81	84,2	0,298	0,233	5,31	9,36
III	M-II-2	Район скв.№33,34	136	48	22,83	47,6	28,87	55,8	0,353	0,168	1,26	9,36
IV		Район скв.№31	50	7	0,04	0,5	0,10	73,4	0,141	0,001	2,75	9,36
V		Район скв.№138	52	12	0,58	4,9	7,89	93,1	0,238	0,011	13,54	9,36
В целом по месторождению			14070,00	3907,00	2790,92	71,4	8409,96	75,1	0,277	0,198	3,01	5,77

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Эффективность реализуемой системы разработки горизонтов месторождения достигается при последовательной реализации следующих действий: реализация Проектного документа, в части технических и технологических решений, исследовательских работ (гидродинамические, геофизические исследования и исследования физико-химических свойств флюидов); получение геолого-промышленной информации в процессе разработки горизонтов месторождения; на основе получаемой промышленной информации геологическое изучение и выявление мест сосредоточения остаточных запасов нефти; выбор и проведение на скважинах геолого-технических мероприятий (ГТМ) и мониторинг их; оптимизация работы установкой и подбором необходимых параметров наземного и подземного оборудования и т.д.

В настоящее время разработка действующим проектом является «Дополнение к Технологической схеме разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия», показатели разработки приняты на 2017-2036 гг. По утвержденному второму варианту были предусмотрены: бурение 20 скважин, из них 18 вертикальных, 2 горизонтальных, и перевод под нагнетание – 7 скважин, выбран метод ППД путем закачки воды в нагнетательные скважины, максимальный проектный уровень добычи нефти 182,067 тыс.т, достигается в 2017 г.; проектный коэффициент нефтеотдачи 0,305 д.ед, достигается в 2070 году.

В ходе реализации проекта из-за расхождения проектных и фактических данных по добыче и бурению показатели разработки уточнялись в рамках «Анализа разработки – 2021 г.» на 2021-2023 гг.

С начала реализации утвержденного проекта на месторождении пробурено 16 добывающих скважин, из них в 2017 г. – 4 скважины (101D, 200, 130, 207D), в 2018 г. – 3 скважины (113, 114, 116) и одна оценочная скважина (239), в 2019 г. – 2 скважины (117, 118), за 2020 г. – 2 скважины (102, 240), за 2021 г. – 3 скважины (103, 104, 105), за 2022 г. – 2 скважины (241, 242).

Движение фонда на месторождении с начала разработки характеризуется переводом скважин из числа добывающих в категорию нагнетательных и наблюдательных из-за высокой обводненности. За рассматриваемый период перевод добывающих скважин под нагнетание осуществлен в 6-ти скважинах (111, 115, 125, 126, 219, 234). Фактические конструкции существующих скважин в части количества и глубин спуска обсадных колонн отвечают горно-геологическим условиям строительства скважин и, в основном, соответствуют рекомендациям действующих проектов.

Годовые уровни добычи нефти в основном на уровне проектного значения, характеризуется снижением динамики фактической добычи нефти. Также к настоящему времени обводненность продукции по месторождению, довольно высокая и составляет 90,6 % при выработанности 71,4 %, что свидетельствует о третьей стадии разработки с технологической точки зрения.

Как показал анализ полученных данных при разработке, обводнение скважин в основном связан, из-за подъема уровня ВНК и быстрого внедрения воды в более высокообводненные зоны в связи с активностью пластовых вод, также с переводом скважин из фонтанного на механизированный способ эксплуатации.

За 2017-2022 гг. были проведены геолого-технологические мероприятия: в 5-ти скважинах (113, 117, 130, 212, 213) 6 скважинно-операций по реперфорации и дострелу, в 9-ти скважинах (102, 103, 104, 105, 110, 112, 113, 114, 117) солянокислотные обработки (СКО), в 9 скважинах (111, 116, 200, 208, 215, 217, 239, 240, 242) 9 операций по гидравлическому разрыву пласта (ГРП), в одной скважине 207D - 2 кислотный гидроразрыв пласта (КГРП), в одной скважине 130 ультразвуковая обработка призабойной зоны. В результате дострела и реперфорации увеличение дебита в среднем составило 3,9 т/сут на одну успешную скважинно-операцию. Эффект от ультразвуковой обработки составил в среднем 3,9 т/сут. Также последнего 2-х этапного КГРП в скважине 207D наблюдался прирост дебита нефти в среднем 1,8 т/сут. Мероприятия по ГРП и СКО следует признать эффективными, так как успешность выполненных работ составила 100%.

На месторождении осуществляется избирательная система заводнения с закачкой воды через 17 нагнетательных скважин. С целью увеличения приёмистости были проведены работы по дострелу реперфорации на 3-х нагнетательных скважинах, успешные результаты которые показали только по двум скважинам 106 и 201. Прирост приёмистости составил от 48 м³/сут (скважина 106) до 98 м³/сут (скважина 201).

Анализ эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования показал, что устьевое и подземное оборудование скважин соответствует условиям эксплуатации.

Основная выработка запасов нефти на месторождении производится из I (*Pz-1, Pz-2 блок V (р-н скв. 58), Pz-1 блок VI, M-II-2 (р-н скв. 42)*) и II (*Pz-1, Pz-2 блок Pa, IIe, III, M-II-1 блок III (р-н скв. 47 и 234)*) объектов (67,5 и 75,6% от НИЗ).

Таким образом, проведенный анализ позволил обобщить и систематизировать основные проблемы разработки основных объектов разработки месторождения, что в

свою очередь помогло сформировать перечень мероприятий, направленных на усовершенствование существующей системы разработки. Все мероприятия были учтены в сформированных прогнозных вариантах разработки (раздел 3.4.2).

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта-коллектора с зонально прерывистыми нефтенасыщенными слоями и прослойками [4-6]. Согласно этой модели, нефтяной пласт состоит из зон различной продуктивности с линейным размером d (принят 250 м), а каждая зона – из набора слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам имеет вероятностный характер.

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

$$V2 + 1 = \Sigma (V2i + 1) \quad (3.1);$$

На базе этого распределения строятся нормированные функции распределения $Y(x)$ и связанные с ней функции плотности $Y(X)$ и производительности $W(X)$. Затем, используя схему Стайлса, которая представляет собой прямую пропорциональную зависимость между проницаемостью (скоростью вытеснения) и путем пройденным до фронта вытеснения, рассчитывают параметры КЗ – суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и А – доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее с учетом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях. Для совокупности элементов залежи использованы формулы динамики основных технологических показателей [4-6].

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

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

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном её совершенствовании. Методика имеет блочное строение формул, что даёт возможность описать гидродинамическую характеристику пласта с различной степенью детальности, в зависимости от поставленных задач и объёма исходной информации. Методика позволяет построить адекватную характеристику по ограниченной (представительной) выборке фактических данных, не требуя по каждому расчётному параметру полной совокупности значений.

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

Идентификация параметров моделей месторождения производилась по результатам предыдущего периода разработки. При этом параметр $Q_0(t)$ - фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти, определяется по графику зависимости удельных отборов нефти $q(t)$, на одну введенную в работу скважину $n_0(t)$ от накопленных отборов нефти на середину года $Q_d(t)$. Параметр $q_0(t)$ – фактический амплитудный дебит объекта при известном $Q_0(t)$, определяется из формулы:

$$q_0(t) = \frac{q(t)}{1 - Q_d(t)/Q_0(t)}$$

Определение параметра $Q_{F0}(t)$ - фактически введенных в разработку начальных извлекаемых объемов жидкости, производилось при известных $q_0(t)$, $q_F(t)$ и $Q_{FD}(t)$ по формуле:

$$Q_{F0}(t) = \frac{Q_{FD}(t)}{1 - q_F(t)/q_0(t)}$$

где $q_F(t)$ и $Q_{FD}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр μ_0 , учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

После идентификации параметров по изложенной схеме получается адаптированная расчетная модель объекта, отражающая действующую систему разработки и применяемую технологию эксплуатации скважин. В дальнейшем на базе полученной модели проводился прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

Продуктивный разрез месторождения Северо-Западный Кызылкия характеризуется многопластовым строением, что обуславливает необходимость определенного подхода к выделению объектов эксплуатации, основанного на анализе геолого-геофизической характеристики продуктивных пластов и горизонтов и учета технических и технологических возможностей их эксплуатации.

Из геологических факторов в качестве основных учитывались: тип залежи, величина запасов нефти, продуктивность пластов, геометрия залежей и контуров, совпадение их в плане, расчлененность и наличие зон слияния пластов, характер насыщения разреза, свойства пластовых нефтей и вод.

На месторождении Северо-Западный Кызылкия промышленная нефтеносность установлена на двух сводовых поднятиях: Восточном и Западном, разделенных между собой седловиной. В нижнемеловых отложениях выявлены 2 продуктивных горизонта – М-II-1 (кровельная часть арыскумского горизонта) и М-II-2 (нижняя часть арыскумского горизонта), в палеозое - в терригенно-обломочных коллекторах (горизонт Рz-2) и в коллекторах трещинно-кавернозного типа (горизонт Рz-1).

Площадное расположение этих горизонтов во многом контролируется разломной тектоникой. На Восточном своде имеются разломы F₁, F₂, F₃, F₄, которые разделяют свод на три блока: I, II, III. Блок II сбросами f₁ и f₂ также делится на три мелких блока: Ia, IIб и IIв. На Западном своде выделяются два блока: V и VI. Они осложняются рядом внутренних разломов.

На Западном своде основная продуктивность связана с палеозойскими горизонтами. Мезозойская залежь вскрыта лишь единичными скважинами, т.е. горизонт М-II-1 оказался нефтенасыщенным в разрезе скважины 240 (категория C₁) и в районах скважин 118, 203, 219, 220 и 210 (категория C₂). В районах скважин 42 и 239 (категория C₁) нефтенасыщенным оказался горизонт М-II-2.

Горизонт Рz-2 вскрыт скважинами 38, 39, 40, 42, 54, 55, 58, 108, 110, 114, 117, 208, 226 и 239, из них в скважинах 42 и 226 коллекторы водонасыщенные, в скважине 239 коллекторы замещены. Продуктивность горизонта доказана опробованием большинства скважин. Горизонт основным разрывным нарушением F₇ разделен на два блока V и VI. Продуктивным является блок V (категория B+C₁+C₂) и район скважины 58 (категория C₁).

Горизонт Pz-1 вскрыт всеми пробуренными скважинами на данном своде и большинство из них являются продуктивными, кроме скважин 38, 40, 114, 117, 108, 226, 239 и 240, где коллекторы водонасыщенные, а также скважин 42, 54, 55 и 101Д, в разрезе которых залежь фациально замещена. Продуктивность горизонта доказана опробованием многих скважин. Горизонт основными разрывными нарушениями F₅ и F₇ разделен на два блока – V (категория B+C₁) и VI (категория C₁+C₂). Залежь в районе скважины 58 (категория C₁) контролируется сбросом f₈.

На Восточном своде основная продуктивность связана с палеозойскими горизонтами. В нижнемеловых отложениях выявлены два продуктивных горизонта, верхний из них (горизонт M-II-1) залегает в кровельной части арыскумского горизонта, а нижний (горизонт M-II-2) находится в его нижней части.

Горизонт M-II-1 вскрыт скважинами 47 и 234 (категория C₁). Продуктивность пласта доказана опробованием скважины 47, из которой при свабировании получен приток нефти дебитом 2,52 м³/сут.

Горизонт M-II-2 по данным ГИС является нефтеводонасыщенным в скважинах 31, 33, 34, 138 и 228. Продуктивность пласта доказана опробованием и получением притоков нефти в скважинах 31, 33, 34 и 138. В пределах горизонта M-II-2 распространены три самостоятельные залежи. в районах скважин 33, 34 и 228 блок I (категория C₁), в районе скважины 31 (категория C₁), в районе скважины 138 (категория C₁).

Горизонт Pz-2 продуктивен в скважинах 32, 51, 56, 120, 121, 122бс, 125, 126, 128, 129, 130, 163, 164, 228, 234, 236, 237 и 238. Запасы нефти горизонта Pz-2 оценены по категориям B, C₁ и C₂. Разрывными нарушениями горизонт разделен на четыре блока: Ia (категория C₁), IIb, IIv (категория B+C₁+C₂) и III (категория B+C₁), из них в блоке IIb коллектора замещены.

Горизонт Pz-1 вскрыт всеми пробуренными скважинами на данном своде, из них в скважинах 32, 33, 51, 126, 130 и 237 коллекторы водонасыщены. В скважинах 56, 120, 121 и 128 коллектора фациально замещены. Запасы нефти горизонта Pz-1 оценены по промышленной категории B и C₁. Продуктивные залежи распространены в пределах блоков Ia (категория B+C₁), IIv (категория B+C₁) и III (категория B).

В целом запасы нефти горизонта Pz-1, в основном, оценены по промышленной категории B и C₁, кроме VI блока, где в северной части пробуренные скважины отсутствуют и поэтому запасы оценены по категории C₂.

Горизонт Pz-1 выходит на поверхность в более приподнятых участках обоих сводов, которые охватывают центральную часть залежи, и только в периферийных частях

продуктивный горизонт Pz-1 перекрывается продуктивными горизонтами M-II-2 и Pz-2 и, тем самым, данные горизонты совпадают в плане. Также необходимо отметить, что в целом залежи нефти, приуроченные к палеозойским образованиям (Pz-1 и Pz-2), по типу природного резервуара являются массивными. Единая отметка ВНК, как и в продуктивных горизонтах Pz-1 и Pz-2, отмечается в блоке I (район скв. 33, 34 и 228) Восточного свода по горизонту M-II-2.

На данной стадии изученности экономически целесообразно разбуривание продуктивных горизонтов Pz-1 и Pz-2 одной сеткой скважин как единый эксплуатационный объект.

По горизонту Pz-2 запасы нефти категории C₂ будут доизучены проектными скважинами, заложенными для эксплуатации в этих же районах запасов нефти горизонта Pz-1. По горизонту Pz-1 запасы нефти категории C₂ в VI блоке горизонта, необходимо доизучить бурением разведочных скважин.

Выявленная залежи нефти на Восточном своде в горизонте M-II-1 в районе скважин 47 и 234, а также в горизонте M-II-2 в районах единичных скважин (31, 33, 34, 138) оценены по категории C₁, однако учитывая незначительные нефтенасыщенные толщины и запасы нефти, в качестве самостоятельного объекта разработки не рассматривается, т.е. данные залежи целесообразно разрабатывать совместно с палеозойскими горизонтами.

Запасы выявленных залежей нефти на Западном своде в горизонте M-II-1 в районах скважин 118, 203, 210, 219, 220 оценены по категории C₂, в дальнейшем рекомендуется по мере возможности испытать в выявленных скважинах для определения потенциала и промышленной значимости как объект эксплуатации.

Таким образом, близкие геолого-физические характеристики залежей нефти нижнемеловых и палеозойских продуктивных горизонтов позволяют эксплуатировать их совместно при совпадении в плане контуров нефтеносности. С целью повышения технологической и экономической рентабельности и обеспечения соответствующих дебитов на скважинах, пласты объединены в один эксплуатационный объект разработки. На данной стадии изученности на месторождении Северо-Западная Кызылкия можно выделить два эксплуатационных объекта с оцененными запасами нефти по категории B+C₁:

На Западном своде:

I эксплуатационный объект, в который входят два блока (V и VI), где продуктивными являются горизонты Pz-1 и Pz-2 в V блоке и в районе скважины 58,

горизонт Pz-1 в VI блоке, продуктивный горизонт М-II-2 в районе скважины 42 и 239, а также продуктивный горизонт М-II-1 в районе скважины 240;

На Восточном своде:

II эксплуатационный объект, в который входят три блока (IIa, IIb и III), где продуктивными являются горизонты Pz-1 и Pz-2, горизонт М-II-2 в районах скважин 31, 138 и 228, 33, 34 (блок I), а также горизонт М-II-1 в районе скважин 47 и 234 (блок III);

Выделяя объекты разработки также опирались на исходные геолого-физические характеристики по залежам (таблица 3.4.1.1).

Таблица 3.4.1.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия

№№ п/п	Параметры	Западный свод						Восточный свод										В среднем по II объекту разработки	
		I объект разработки				В среднем по I объекту разработки	II объект разработки								(блок I, район скв. №№33 и 34)	(район скв. №31)	(район скв. №138)		
		(блок V и район скважины №58)	(район скв. №42)	(район скв. №240)	(блок VI)		(блок III)		(блок IIв)		(блок IIа)		(район скв. №№47 и 234)	(блок I, район скв. №№33 и 34)					
		Pz-1	Pz-2	M-II-2	M-II-1	Pz-1	Pz-1	Pz-2	Pz-1	Pz-2	Pz-1	Pz-2	M-II-1	M-II-2	M-II-2	M-II-2			
1	Абсолютная глубина залегания, м	-1422	-1377	-1350,9	-1375	-1424,5	-1389,9		-1464,9	-1389,2	-1457,1	-1403	-1449,7	-1380,6	-1286,8	-1405,9	-1434	-1432,8	-1410,4
2	Тип залежи	Массивная, тектонически и литологически экранированная						Массивная, тектонически и литологически экранированная				Массивная, тектонически экранированная		Литологически экранированная	пластово-сводовая, литологически экранированная				
3	Тип коллектора	карбо-натный	Карбо-терриген.	терри-генный	терри-генный	карбо-натный	карбонатно-терригенный		карбо-натный	карбон.-терриген.	карбо-натный	карбон.-терриген.	карбо-натный	карбон.-терриген.	терригенный	терригенный		терригенно-карбонатный	
4	Площадь нефтеносности по категории B+C ₁ / C ₂ , тыс.м ²	7386	4877/1970	484	47	1784/ 306	14578/2276		1801	2480	915	1084 /234	2109	681	213	1381	306	366	11336/234
5	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина по категории B+C ₁ , м	8,8	6,9/2	3,8	0,8	9,2/2	5,9/2		7,3	10	9,1	14,6/3,2	6,2	3,1	0,8	1,4	1,7	3	5,7/3,2
6	Средний коэффициент пористости, д.ед.	0,206	0,213	0,192	-	0,176	0,197		0,129	0,225	0,177	0,26	0,177	0,38	0,147	0,165	0,26	0,16	0,21
7	Средний коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,549	0,623	0,579	-	0,602	0,59		0,612	0,594	0,543	0,522	0,614	0,59	0,536	0,475	0,5	0,42	0,54
8	Средняя проницаемость по ГДИС, мД	164					164											-	
9	Коэффициент расщлененности, д.ед.	7,370	5,7	5	2	4,25	4,864		8,786	4,615	8,167	5,500	5,500	1	1	6	5	4	4,956
10	Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,156	0,452	0,636	0,171	0,082	0,299		0,162	0,588	0,227	0,766	0,149	1	0,333	0,32	0,671	0,85	0,507
11	Плотность нефти в стандартных условиях, г/см ³	0,787	0,786	0,778	-	0,79	0,785		0,787	0,781	0,784	0,781	0,784	0,79	0,85	0,773	0,773	0,773	0,788
12	Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,702	0,752	0,698	0,692	0,703	0,709		0,693	0,682	0,697	0,713	0,7	0,698	0,698	0,714	0,746	0,746	0,709
13	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	0,85	2,081	1,294	1,32	0,85	1,1122		0,47	1,18	0,515	0,75	0,56	0,965	0,46	0,59	0,82	0,82	0,7
14	Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,302	1,084	1,294	1,27	1,278	1,256		1,321	1,377	1,323	1,379	1,325	1,378	1,238	1,191	1,11	1,11	1,275
15	Давление насыщения, МПа	5,53	1,28	5,1	4,34	5,53	4,356		6,505	5,99	5,788	5,07	5,07	5,53	5,19	4,44	4,09	4,09	5,176
16	Газосодержание, м ³ /т	109,38	18,5	95,7	92,7	109,38	84,82		117,7	124,1	112,8	124,7	107,9	124,4	78,6	66	30,3	30,3	91,68
17	Начальная пластовая температура, °C	58	61	59,5		59,3	59,5		63,4	63,5	63,2	62	63,2	62	63,4	63,4	67	64,5	63,56
18	Начальное пластовое давление, МПа	14,2	14,2	15,1	10,6	14,8	14,5		15,3	14,8	12,4	14,4	14,6	14,4	12,6	12,6	14,2	14,2	13,95
19	Начальные геологические запасы нефти по категории B+C ₁ /C ₂ , тыс.т	4410	2723/316	104	3 / 16	1070/40	8310/372		632	2086	345	1324 / 69	853	272	10	136	50	52	5760/69
20	Начальные извлекаемые запасы нефти по категории B+C ₁ /C ₂ , тыс.т	1425	402/23	22	1 / 1,6	344/6	2194/47		309	422	169	267/7	420	55	4	48	7	12	1111/7
21	Утвержденный КИН по категориям C1/C2, д.ед.	0,323	0,148/0,074	0,211	0,333/0,106	0,321/0,161	0,264/0,141		0,489	0,202	0,490	0,202/0,101	0,429	0,202	0,402	0,353	0,141	0,238	0,345/0,101

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В условиях уменьшающихся отборов нефти при постоянном снижении дебита скважин, вследствие выработки запасов нефти и обводнения фонда добывающих скважин, проблема сохранения достигнутого уровня добычи нефти с наименьшими затратами для месторождения Северо-Западный Кызылкия приобретает особо важное значение.

Решение поставленных задач возможно в основном за счет бурения новых скважин, интенсификации процесса добычи нефти на месторождении, эффективного использования старого фонда скважин и использование всех резервов добычи нефти путем проведения геолого-технических мероприятий.

Разбуривание месторождения осуществляется вертикальными и горизонтальными скважинами. Темп бурения скважин выбран согласно рекомендациям заказчика и бюджета ТОО «Кольжан». Ориентация сетки расположения скважин подбиралась, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин и геометрии залежей.

В качестве основного способа разработки эксплуатационных объектов применяется поддержание пластового давления путем закачки воды. Для увеличения охвата площади эксплуатационных объектов заводнением и изменения потоков фильтрации предусматривается организация на данной стадии разработки приконтурного заводнения за счет перевода отдельных добывающих скважин под закачку. Организация системы заводнения в блоках зависит от их размеров и геолого-геофизической характеристики.

В настоящее время весь фонд эксплуатируется механизированным способом добычи и оборудованы установками ШГН и УЭЦН. Текущие пластовые давления снижены относительно начальных значительные больше 2 раза, скважины эксплуатируются со средними депрессиями на пласты до 5 МПа и забойные давления в скважинах остаются на уровне и выше уровня давления насыщения нефти газом. Для оценки изменения физического свойства пластовой нефти и определения текущего давления насыщения рекомендуется отбор проб пластовой нефти.

Для увеличения и/или поддержания текущих дебитов скважин по нефти имеется возможность увеличения депрессии на продуктивные пласти в скважинах (оптимизация режимов работы скважин), ввиду чего рекомендуется забойные давления поддерживать на уровне давления насыщения, но не снижая ниже, после проведения соответствующих исследований. Поэтому для дальнейшей оценки добывных возможности скважин

рекомендуется продолжить гидродинамические исследования скважин тщательным образом.

Было рассмотрено 3 варианта разработки.

Вариант 1 - базовый вариант.

В соответствии с «Единых правил ...» [11] в качестве базового варианта рекомендовано рассматривать продолжение реализации утвержденного в предыдущем Проектном документе варианта разработки. Напомним, что проектный документ – Анализ разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия [22], также предусматривал продолжение реализации основного проектного документа [21]. Поэтому в качестве базового варианта в настоящем Проекте разработки рассмотрен вариант продолжения разработки сложившейся системой разработки существующим фондом скважин и оставшейся 1 проектной скважины.

Рассматриваются геолого-технические мероприятия направленные с реабилитацией существующего фонда скважин. Это выводы из бездействия и наблюдательного фонда, переводы скважин в другие категории, изоляции обводненных интервалов, капитальные и подземные ремонты скважин и т.д. Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 50 ед. и нагнетательных – 21 ед.

Вариант 2 предусматривает оптимизацию и совершенствование существующей системы разработки. По основным положениям аналогичен варианту I (система воздействия). В этом варианте с целью уплотнения сетки скважин предусматривается бурение дополнительных 7-ми добывающих скважин. Предусматривается перевод 8 добывающих скважин под закачку воды после отработки их на нефть, с целью вовлечения дополнительных запасов нефти в активную разработку и поддержания пластового давления. Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 57 ед. и нагнетательных – 21 ед.

Вариант 3 направлены на достижение максимальной величины нефтеотдачи и предусматривают охват объектов разработки дополнительным бурением 14 скважин. По данному варианту предусматривается проведение опытно-промышленных испытаний технологии повышения нефтеотдачи с применением в качестве вытесняющего агента водных растворов неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) на определенных участках двух объектов. Подробнее описывается в разделе 12. Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 59 ед. и нагнетательных – 25 ед.

I эксплуатационный объект

Залежи палеозойского горизонта западного свода являются основным объектом разработки месторождения. На данный объект разработки составлено 3 варианта разработки, отличающихся фондом добывающих скважин, количеством скважин из бурения, исходные характеристики которых представлены в таблице 3.4.2.1. В качестве первого базового варианта был принят вариант, продолжающий реализацию сложившейся системы разработки с системой ППД. Вариант 2 и 3 предусматривает уплотнение существующей сетки скважин путем ввода из бурения добывающих скважин в неохваченные бурением зоны. В варианте 3 дополнительно применяется НПАВ. Разработка будет вестись с существующей системой ППД, закачкой воды для внутриконтурного заводнения. Ниже дана подробная характеристика трех вариантов разработки.

I вариант – базовый вариант. На основе текущего состояния разработки предусматривается продолжение реализуемой системы разработки с эксплуатацией существующими добывающими скважинами и оставшейся 1 проектной скважиной. Для укрепления системы ППД с приконтурным заводнением рекомендуется перевод под нагнетание 5 добывающих скважин после выработки удельных запасов нефти. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 35 и 12 ед. соответственно

II вариант. На основе варианта I рассматривается дополнительное бурение 6 новых добывающих скважин. Скважины будут расположены с плотностью 4 га/скв. Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 38 ед., нагнетательных – 12 ед.

III вариант. Вариант с целью уплотнения сетки скважин и вовлечения в разработку невыработанных зон объекта предусматривает ввод из бурения 10 добывающих скважин. Дополнительно применяется технология НПАВ. Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 39 ед., нагнетательных – 15 ед.

II эксплуатационный объект

Для данного объекта были рассмотрены также 3 варианта разработки, отличающихся фондом добывающих скважин и системой воздействия на пласт. Базовый вариант, как и для первого объекта, продолжает реализацию сложившейся текущей системы разработки. Второй и третий вариант предусматривает разработку объекта с уплотнением сетки скважин путем бурения добывающих скважин. Подробное описание вариантов разработки приведены ниже.

I вариант – базовый вариант. Предусматривает продолжение реализуемой системы разработки с ППД. Для укрепления системы ППД предлагается перевести 3-х

добычающих скважин под нагнетание. Максимальный фонд эксплуатационных скважин составляет: 19 добывающих и 10 нагнетательных скважин.

II вариант – на основе сценарии разработки варианта I продолжается бурение дополнительных добывающих скважин в сводовой части структуры в количестве 1 ед. Максимальный фонд эксплуатационных скважин составляет: 20 добывающих и 10 нагнетательных скважин.

III вариант – предусматривается разработка залежей с более уплотненной сеткой скважин с поддержанием пластового давления. Планируется бурение 4 новых проектных скважин, из них 1 скважина после отработки на нефть и роста обводненности продукции переводиться под закачку воды. Из ранее пробуренного фонда по мере выработки запасов нефти и увеличения обводненности продукции будут переведены под закачку воды 3 скважины. Дополнительно применяется технология НПАВ. Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 21 ед., нагнетательных – 11 ед.

Таблица 3.4.2.1 – Месторождения Северо-Западный Кызылкия. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	Варианты разработки		
	1	2	3
Режим разработки	ППД (приконтурное заводнение в сочетании с избирательным очаговым)		
Система размещения скважин	площадная		
Расстояние между скважинами, м			
I объект	200-500	200-400	200-300
II объект	200-500	200-400	200-300
Плотность сетки, $10^{-4} \text{ м}^2/\text{скв.}$			
I объект	23,5	21,8	20,5
II объект	32,4	31,5	29,1
Режим работы скважин:			
добычающих	Рзаб>Рнас		
нагнетательных	Рзаб<Ргидр		
Коэффициент использования фонда скважин	0,9		
Коэффициент эксплуатации скважин			
добычающих (новая/действующая)	0,5/0,9		
нагнетательных (переходящая/действующая)	0,7/0,9		
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	80-100		

Ввод скважин по годам предусматривает работу 1-2 буровых станков с производительностью до 3 скважин в год каждый. Проектная глубина скважин по стволу на объектах составляет 1500 м. Проектные дебиты скважин по нефти, вводимых из бурения, приняты на уровне средних текущих дебитов пробуренных новых скважин и составляют по объектам разработки в среднем 10 т/сут.

Таким образом, с учетом описанных выше технических решений и технологий было рассмотрено 3 варианта разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия. Для выбранных вариантов разработки определены значения коэффициентов нефтеотдачи, основные технологические показатели и объемы бурения, капитальные и эксплуатационные затраты. Проведенные технико-экономические расчеты (см. таблицы 5.1.1, рисунки 5.1.1-5.1.2) показали, что наиболее эффективным для реализации на месторождении является вариант 2. Проектные дебиты нефти новых и переходящих скважинах после реализации геолого-технических мероприятий по рекомендуемому варианту 2 представлены в таблицах 3.4.2.2.

Результаты расчетов основных прогнозных технологических показателей по рекомендуемому 2 варианту разработки в целом по месторождению Северо-Западный Кызылкия представлены в разделе 4.1.

Таблица 3.4.2.2 - Планируемый график реализации геолого-технических мероприятий. Вариант рекомендуемый 2

Сква- жина	Планируемые геолого-технические мероприятия			Проектный дебит при вводе, т/сут
	наименование	объект разра- ботки	год реали- зации	
107	Ввод в эксплуатации из наблюдательного фонда	I	2023	2,5
227	Ввод в эксплуатации из наблюдательного фонда	I	2023	2,5
239	Ввод в эксплуатации из наблюдательного фонда	I	2023	8,0
240	Ввод в эксплуатации из наблюдательного фонда	I	2023	6,0
241, 242, 243	Ввод добывающей скважины из бурения	I	2024	10,0
217	Ввод в эксплуатации из наблюдательного фонда	I	2024	2,5
244, 245, 250	Ввод добывающей скважины из бурения	I	2025	10,0
246	Ввод добывающей скважины из бурения	I	2026	10,0
247	Ввод добывающей скважины из бурения	I	2027	10,0
240	Перевод в нагнетательный фонд	I	2027	-
217	Перевод в нагнетательный фонд	I	2032	-
227	Перевод в нагнетательный фонд	I	2036	-
114	Перевод в нагнетательный фонд	I	2039	-
108	Перевод в нагнетательный фонд	I	2041	-
134	Ввод в эксплуатации из наблюдательного фонда	II	2023	6,0
164	Ввод в эксплуатации из наблюдательного фонда	II	2025	2,5
228	Ввод в эксплуатации из наблюдательного фонда	II	2025	2,5
248	Ввод добывающей скважины из бурения	II	2026	10,0
31	Ввод в эксплуатации из наблюдательного фонда	II	2026	4,0
163	Ввод в эксплуатации из наблюдательного фонда	II	2026	5,0
138	Ввод в эксплуатации из наблюдательного фонда	II	2027	5,0
124	Ввод в эксплуатации из наблюдательного фонда	II	2027	5,0
130	Перевод в нагнетательный фонд	II	2029	-
52	Перевод в нагнетательный фонд	II	2030	-
232	Перевод в нагнетательный фонд	II	2033	-

Обоснование проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам, диапазонов их изменения или предельно допустимых значений

Согласно п. 12 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании» устанавливается выполнение следующих 9-ти показателей проектных документов, относимых к контрактным обязательствам недропользователя:

- 1) плотность сетки эксплуатационных скважин;
- 2) соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;
- 3) коэффициент компенсации по залежам;
- 4) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
- 5) отношение пластового давления к забойному давлению;
- 6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 7) объемы добычи углеводородов;
- 8) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

При этом, значения показателей, указанных в настоящем пункте, не включаются в контракт и определяются исходя из проектных документов.

Согласно п. 107 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» при проектировании проекта разработки месторождения и изменений и/или дополнений к нему или анализа разработки необходимо обосновать диапазоны или предельно допустимые значения следующих показателей:

- 1) коэффициент компенсации по залежам;
- 2) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
- 3) отношение пластового давления к забойному давлению;
- 4) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 5) объемы добычи углеводородов;
- 6) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 7) показатели ввода эксплуатационных скважин.

Ниже приводится обоснование вышеуказанных проектных показателей, диапазоны их изменения или предельно допустимые значения.

Плотность сетки эксплуатационных скважин

Показатель плотности сетки скважин устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по каждому объекту разработки.

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по каждому объекту разработки.

Коэффициент компенсации по залежам

Диапазон коэффициента компенсации по залежам устанавливается исходя из предусмотренной рекомендуемым 2 вариантом разработки ежегодной компенсацией отборов закачкой воды по I, II, III объектам и допустимого годового отклонения в размере +/- 10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения определено исходя из требований п. 126 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» запрещающих эксплуатацию скважин с забойным давлением ниже давления насыщения без обоснования забойного давления относительно давления насыщения нефти газом на основе данных специальных исследований.

Отношение пластового давления к забойному давлению

Отношение пластового давления к забойному давлению устанавливает максимально возможную депрессию в добывающих скважинах, которая определена исходя из значений начального пластового давления в залежах и ограничения забойного давления на уровне давления насыщения нефти газом, принятого для каждой залежи. Оптимальная депрессия по каждой добывающей скважине подбрана исходя из результатов исследований методом установившихся отборов по максимальному коэффициенту продуктивности скважин. Исходя из чего производится подбор наилучшего режима эксплуатации скважин.

Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам

Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам определена исходя из принятого значения газосодержания пластовой нефти по каждой залежи и

допустимого максимального отклонения в размере +10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Объемы добычи углеводородов и объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления

Допустимое отклонение объемов добычи углеводородов и объемов обратной закачки воды по эксплуатационным объектам разработки принято из расчета +/- 10% от годовых проектных показателей по добыче углеводородов и обратной закачке воды по рекомендуемому 2 варианту разработки, значения которых приведены в разделе 4.1 настоящего проекта, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Показатели ввода эксплуатационных скважин

Отклонения по вводу эксплуатационных скважин не предусматриваются.

Установленные настоящим проектом показатели, относимые к контрактным обязательствам по эксплуатационным объектам разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия по рекомендуемому 2 варианту разработки, приведены в таблице 3.4.2.3.

Таблица 3.4.2.3 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам

№№ п/п	Характеристика	Объект	
		I	II
1	Плотность сетки скважин, га/скв	21	30
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	38/12	20/10
3	Коэффициент компенсации отборов	70	100
4	Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения	1,7 / 1,1	1,9 / 1,4
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	1,8 (Рпл/Рзаб)	1,4 (Рпл/Рзаб)
6	Максимальная допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т		124,3
7	Объемы добычи углеводородов	+/- 10 % от годовых показателей добычи	
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления	+/- 10 % от годовых показателей добычи	
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения	

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В качестве основного и рекомендуемого метода разработки эксплуатационных объектов выбран метод ППД путем закачки воды в нагнетательные скважины, на дату составления отчета разработка залежей, кроме IV и V объектов осуществлялась с ППД, в качестве рабочего агента используется попутно-добываемая вода.

Ориентация сетки расположения скважин подбиралась, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин и геометрии залежей. Учитывая уже сложившейся системы ППД на месторождении, в данном проекте рассматривается приконтурное заводнение в сочетании с избирательным очаговым на отдельных участках залежей.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

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 характеристики продуктивных пластов.

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике «ТатНИПИнефть». Обоснованность применения данной методики, базирующейся на прямых промысловых измерениях работы 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.

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)} + 0,5 \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left[Q_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right],$$

где: $q_0^{(t)}$ - амплитудный дебит нефтяной залежи на середину t-го года, т/год;

$Q_0^{(t)}$ - введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_{F2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)}) \cdot \mu_0;$$

$$q_F^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)} + 0,5 \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left[Q_{F0}^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^{(i)} \right],$$

где: $q_F^{(t)}$ - текущая расчетная добыча жидкости;

$Q_{F_0}^{(t)}$ - введенные в разработку к середине t-го года весовые начальные извлекаемые запасы жидкости.

По методике «ТатНИПИнефть» одним из важных параметров, влияющих на точность определения технологических показателей разработки, является величина расчетной послойной неоднородности пластов (V^2) и относительная производительность скважин (φ), влияющие на амплитудную добычу, также как и на годовые отборы нефти и жидкости. Расчетная послойная неоднородность пластов и относительная производительность скважины в каждом варианте меняются с учетом различий системы разработки (при системе заводнения, расположении и количестве проектных добывающих и нагнетательных скважин и при др. параметрах).

В методике также учитывается вся имеющаяся информация по месторождению. В качестве основных параметров рассматриваются:

- средний коэффициент продуктивности;
- соотношение коэффициентов подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;
- параметр влияния различия физических свойств нефти и агента;
- зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами проектной сетки;
- неоднородность скважин по коэффициенту продуктивности, прерывистости или доле неколлектора по площади обособленных слоев и пластов;
- шаг (линейный размер) хаотического изменения коллекторских свойств пластов;
- расчетная послойная неоднородность продуктивных пластов;
- коэффициент вытеснения нефти в микрообъеме пласта;
- предельная весовая доля агента в дебите жидкости скважины;
- средняя долговечность скважины;
- нефтеносная площадь;
- геологические запасы нефти;
- общий фонд скважин по проектной сетке;
- показатель интенсивности снижения коэффициента продуктивности при снижении забойного давления ниже давления насыщения;

- начальный максимальный амплитудный дебит, начальные извлекаемые запасы нефти, начальные извлекаемые запасы нефти на одну скважину.

Основные параметры, принятые для расчета приведены в таблице 3.4.4.1. Значение параметра d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов – не определялся. По опыту разработки нефтяных месторождений известно, что данный параметр изменяется от 0,3 до 0,8 км. В настоящей работе этот параметр принят равным 0,5 для всех объектов разработки.

Доля неколлектора по объектам определенная по разрезу распространения нефтяных слоев через коэффициент песчаности, которые по объектам приведены в таблице 3.4.4.1.

Послойная неоднородность определялась на основе данных по проницаемости по результатам геофизических исследований.

$(V^2\eta)$ определялась по удельным коэффициентам продуктивности скважин по результатам гидродинамических исследований.

Таблица 3.4.4.1 – Основные параметры, принятые для расчета

Параметры	Объект	
	I	II
d^2 , д.ед.		0,5
W , д.ед.	0,701	0,493
$V^2\eta$, д.ед.		0,032
$V^2\eta$, д.ед.	1,66	0,01
$\eta_{уд.ср.}$, т/сут*МПа*м	0,34	0,40
$k_{пр.ср.}$, мкм ²		0,083

По блокам для залежей палеозойских горизонтов рассчитанная минимальная нефтенасыщенная толщина для размещения скважин в водонефтяной зоне составила менее 1 м, но, учитывая изменчивость коллекторских свойств и быстрый рост обводненности продукции за счет присутствия трещинно-кавернозных коллекторов, минимальная нефтенасыщенная толщина, где запроектированы скважины, принята на уровне более 3 м (табл. 3.4.4.2)

Таблица 3.4.4.2 - Минимальная нефтенасыщенная толщина для расположения проектных скважин

Объект	I	II
h_{ϕ}	5,9	5,7
h_{min}	3	3

По методике проектирования разработки «ТатНИПИнефть» коэффициент нефтеотдачи пластов для всех рассматриваемых вариантов разработки объектов месторождения Северо-Западный с поддержанием пластового давления представляется в виде произведения трех коэффициентов:

$$K_{HO} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3$$

K_1 - коэффициент сетки скважин;

K_2 - коэффициент вытеснения;

K_3 - коэффициент использования подвижных запасов нефти;

Коэффициент заводнения или коэффициент использования подвижных запасов нефти - K_3 показывает возможную долю отбора подвижных запасов нефти.

При этом коэффициент заводнения напрямую зависит от V^2 - расчетной послойной неоднородности пластов и расчетной предельной доли агента A , которая в свою очередь зависит от A_2 – весовой предельной доли агента в дебите жидкости типичной средней добывающей скважины:

$$K_3 = K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) \cdot A,$$

где

$$K_{3H} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2}; \quad K_{3K} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2};$$

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2};$$

μ_0 - коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента,

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{\mu_n}{\mu_a} \cdot K_2^{1,5} \right) \cdot \frac{\gamma_a}{\gamma_n} \cdot b.$$

где A_2 – предельная массовая доля вытесняющего агента в продукции скважин принята равной 0,99;

μ_0 – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях;

V^2 – расчётная послойная неоднородность пластов;

μ_* – соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;

K_ϕ – фильтрационный коэффициент, учитывающий тормозящее действие остаточной нефти $K_\phi = K_2^{1,5}$;

μ_n – вязкость нефти, мПа·с;

μ_w – вязкость воды, мПа·с;

Значения коэффициентов рассчитаны для всех рассматриваемых вариантов по объектам с учетом их геологического строения и неоднородности.

3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

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

$$\kappa_1 = K_1^{I*} K_1^{II},$$

где K_1^I – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон.

$$K_1^I = 1 - (h_{Hmin}/h_{BHZ})^2,$$

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

h_{BHZ} – средняя эффективная толщина водонефтяной зоны, м.

K_1^{II} – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов.

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

где m_p – соотношение эксплуатационных и нагнетательных рядов при соответствующей системе размещения скважин. При площадной и избирательной системах заводнения, если $m>3$, то $m_p=1$, если $m=6-8$, $m_p=2$;

W^2 – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, при взаимном совершенно хаотическом размещении зон пласта – коллектора и пласта – неколлектора;

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов;

S^I – площадь на одну скважину, км^2 .

Принятые параметры W и d для определения коэффициента сетки скважин приведены в разделе 3.4.4.

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

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

где K_2 – коэффициент вытеснения, определяемый в лабораторных условиях на образцах керна при достаточно большой прокачке вытесняющего агента. Его величина зависит от различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, проявляющегося в возникновении капиллярных сил на контакте нефти и агента, и от хаотической микронеоднородности пористой среды.

Коэффициент вытеснения нефти водой был рассчитан исходя из специальных анализов на керне, которые описаны в главе 2.4.

С учетом характера и степени неоднородности продуктивных пластов, их прерывистости, свойств пластовых жидкостей, плотности принятых основных сеток скважин для месторождения Северо-Западный Кызылкия число резервных скважин принято равным 10% от основного проектного фонда скважин и составило 1 единицу.

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

Экономическая эффективность разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия Карагандинской и Кызылординской области Республики Казахстан представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами в ходе реализации проекта.

Нормативы затрат, использованные в расчетах определены в соответствии с фактическими затратами ТОО «Кольжан» за 2022 год. В расчетах экономических показателей разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин и затраты на надземное нефтегазопромысловое строительство. В целом, объемы капитальных вложений включают в себя:

- Ввод в эксплуатацию добывающей вертикальной скважины;
- Перевод добывающих скважин под нагнетание;
- Перевод наблюдательных скважин под категорию добычи;
- Выбытие скважин;
- Обустройство устья добывающей скважины;
- Перевод на механизированный способ эксплуатации;
- Выкидные линии для добывающих скважин;
- Монтаж ВЛ-6/0,4кВ и КТПН(комплектные трансформаторные подстанции наружной установки);
- Прочие объекты промысла.

Капитальные вложения в бурение скважин определялись на основе сметной стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины и количества скважин. Нормативы для расчета капитальных затрат представлены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1. Нормативы для расчета капитальных затрат

№№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Значение
1	2	3	4
Капитальные вложения			
<i>Строительство скважин</i>			
1	Бурение добывающей вертикальной скважины	тыс.тенге	557 217,64
2	Стоимость бурения 1 м проходки, включая наземное оборудование	тенге	371 478,43
3	Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тенге	11 500,00
4	Перевод наблюдательных скважин под категорию добычи	тыс.тенге	11 500,00
5	Выбытие скважин	скв./тыс.тенге	3 346,04
<i>Надземное строительство</i>			
1	Обустройство устья скважин	тыс.тенге	5 965,19
2	Перевод на механизированный способ эксплуатации	тыс.тенге	28 773,89
3	Выкидные линии для добывающих скважин	тыс.тенге	22 159,84
4	Монтаж ВЛ-6/0,4кВ и КТПН(комплектные трансформаторные подстанции наружной установки)	тыс.тенге	7 010,88
5	Прочие объекты промысла	5% от Надземное строительство	

Результаты расчетов капитальных вложений по рекомендуемому варианту представлены в таблице 4.2.1.1. По остальным вариантам - в приложениях 16, 24.

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство;
- нормативы фиксированных платежей и цены продукции.

Нормативы, участвующие при определении эксплуатационных расходов, связанных с добычей и подготовкой нефти и газа, приведены в таблице 3.5.2.

Таблица 3.5.2.– Нормативы для расчета эксплуатационных затрат

№	Наименование	Единица измерения	Значение
1	Уровень использования нефти на продажу	%	97,9%
2	Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП	тыс.тенге	8 780,2
3	Расходы, относимые на себестоимость продукции		
3.1	Затраты на материалы и химреагенты	тыс.тенге/тыс.т	43 806,98
3.2	Затраты на ТБ и ОС	тыс.тенге/тыс.т	13 578,80
3.3	Электроэнергия	тыс.тенге/тыс.т	38 279,93
3.4	Затраты производственного характера	тыс.тенге/тыс.т	112 724,50
3.5	Услуги сторонних организаций	тыс.тенге/тыс.т	88 637,48
3.6	ГИС	тыс.тенге/скв	32 317,66
4	Расходы периода:		
4.1	Содержание АУП	тыс.тенге/чл.АУП	10 841,30
5	Удельный вес продажи нефти на внешний рынок	%	47%
6	Удельный вес продажи нефти на внутренний рынок	%	53%
7	Инфляция на капитальные вложения и эксплуатационные затраты	% в год	2,0%
8	Инфляция на цену продукции	% в год	2,0%

Амортизационные отчисления включаемые в себестоимость продукции рассчитывались по производственному методу в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК № 20 «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему.

Экономика предприятия будет основываться на стандартной модели налогообложения с учетом особенностей контракта на недропользование, выданного АО "Ушкую". В связи с этим проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет с корректировкой по некоторым видам налогов.

Величина нормативов, связанных с налогообложением приведена в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.3 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции

№	Наименование	Значение
1	2	3
1	Отчисления в Фонд государственного социального страхования	11%
2	Отчисления в Фонд государственного медицинского страхования социального страхования	3%
3	Отчисления в пенсионный фонд	10%
4	Амортизационные отчисления фиксированных активов, подлежащих вычету при налогообложении	по Налоговому Кодексу РК
5	Затраты на обучение казахстанских специалистов	по контракту (не менее 0,5 % от объема затрат на добычу в отчетном году)
6	Перечисления в Ликвидационный фонд	По программе
7	Развитие социальной сферы и инфраструктуры	250 000 \$ в год
8	НИОКР	по контракту (не предусмотрен)
9	Корпоративный подоходный налог	20%
10	НДПИ	по шкале
11	Налог на добавленную стоимость при покупке товаров и услуг	12%
12	Налог на добавленную стоимость при реализации продукции на внутреннем рынке	12%
13	Налог на имущество	1,50%
14	Налог на сверхприбыль	по шкале
15	Прочие налоги и отчисления в бюджет	1,50%
16	Цена реализации нефти на внешнем рынке (с НДС), тенге/тонна	286 542
17	Цена реализации нефти на внутреннем рынке (с НДС), тенге/тонна	84 451
18	Год начала проекта	2023
19	Курс доллара США, тенге/доллар	460

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Согласно основных положений выбранных вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей в 3-х вариантах. С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добывных возможностей продуктивного пласта, принятых минимальных толщин для размещения скважин, анализа запасов нефти, по расчетным вариантам определено количество и расположение проектных скважин для бурения. Схемы расположения пробуренных и проектных скважин приведены в графических приложениях 14-16.

Надо отметить, что в таблице 4.1.1, за 2024 год в количестве скважин вводимых из бурения в эксплуатацию включены 2 скважины (241 и 242), которые были пробуренные согласно работе [22].

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов за проектно-рентабельный период разработки по месторождению.

Вариант I (Базовый)

Проектно-рентабельный период разработки – 2023- 2047 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 793,3 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 3584,2 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 17262,1 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 28463,0 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 15987,5 тыс.м³.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 23260,9 тыс.м³.

Обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 97,8 %.

Рентабельный КИН – 0,255 д.ед.

Вариант II

Проектно-рентабельный период разработки – 2023 - 2057 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1116,4 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 3907,4 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 20881,6 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 32082,4 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 19101,1 тыс.м³.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 26374,5 тыс.м³.

Обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 95,3 %.

Рентабельный КИН – 0,278 д.ед.

Вариант III

Проектно-рентабельный период разработки – 2023 - 2050 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1096,7 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 3887,6 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 20915,9 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 32116,8 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 20591,9 тыс.м³.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 27865,3 тыс.м³.

Обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 97,1 %.

Достигается КИН 0,276 д.ед.

Таким образом, в целом по месторождению полученные прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов дают возможность выработать извлекаемые запасы по варианту разработки II, как по самому рациональному варианту разработки. Основные технологические показатели и характеристика фонда скважин по месторождению в целом и объектам разработки по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.1.1-4.1.6, а основные показатели I и III вариантов в табличных приложениях 3-14.

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Месторождение Северо-Западный Кызылкия.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из бурения в эксплуатацию	Ввод скважины из наблюдательного фонда	Перевод скв. врем дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода	Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи-зирован-ных	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	1	1	0	0	5	0	97	144,3	4	4	0	48	48	17	5,83	64,10	147,6
2024	1	1	0	3	1	0	98	145,8	2	2	0	50	50	17	5,30	61,25	145,1
2025	2	2	0	3	2	0	100	148,8	2	2	0	53	53	17	4,84	59,72	147,1
2026	2	2	0	2	2	0	102	151,8	1	1	0	56	56	17	4,50	60,74	157,1
2027	1	1	0	1	2	1	103	153,3	1	1	0	57	57	18	4,18	63,94	162,5
2028	0	0	0	0	0	0	103	153,3	1	1	0	56	56	18	3,96	65,50	166,5
2029	0	0	0	0	0	1	103	153,3	1	1	0	54	54	19	3,77	65,13	152,1
2030	0	0	0	0	0	1	103	153,3	0	0	0	53	53	20	3,59	63,60	137,0
2031	0	0	0	0	0	0	103	153,3	2	2	0	51	51	20	3,43	62,23	129,2
2032	0	0	0	0	0	1	103	153,3	1	0	1	50	50	20	3,26	61,86	124,7
2033	0	0	0	0	0	1	103	153,3	1	1	0	48	48	21	3,12	61,22	113,6
2034	0	0	0	0	0	0	103	153,3	1	1	0	47	47	21	2,98	59,33	106,5
2035	0	0	0	0	0	0	103	153,3	1	1	0	46	46	21	2,82	58,54	102,4
2036	0	0	0	0	0	1	103	153,3	2	0	2	45	45	20	2,67	58,69	105,6
2037	0	0	0	0	0	0	103	153,3	2	2	0	43	43	20	2,54	57,90	100,3
2038	0	0	0	0	0	0	103	153,3	0	0	0	43	43	20	2,38	56,76	96,3
2039	0	0	0	0	0	1	103	153,3	2	2	0	40	40	21	2,30	56,18	86,6
2040	0	0	0	0	0	0	103	153,3	0	0	0	40	40	21	2,18	55,22	82,7
2041	0	0	0	0	0	1	103	153,3	2	0	2	39	39	20	2,04	55,01	85,0
2042	0	0	0	0	0	0	103	153,3	2	2	0	37	37	20	1,96	54,06	80,1
2043	0	0	0	0	0	0	103	153,3	0	0	0	37	37	20	1,86	52,75	76,3
2044	0	0	0	0	0	0	103	153,3	2	2	0	35	35	20	1,82	50,28	68,4
2045	0	0	0	0	0	0	103	153,3	4	2	2	33	33	18	1,79	48,47	68,9
2046	0	0	0	0	0	0	103	153,3	1	1	0	32	32	18	1,73	46,02	62,3
2047	0	0	0	0	0	0	103	153,3	1	1	0	31	31	18	1,69	43,95	56,2
2048	0	0	0	0	0	0	103	153,3	3	2	1	29	29	17	1,67	42,25	53,5
2049	0	0	0	0	0	0	103	153,3	0	0	0	29	29	17	1,59	41,05	50,6
2050	0	0	0	0	0	0	103	153,3	4	1	3	28	28	14	1,50	39,80	56,9
2051	0	0	0	0	0	0	103	153,3	1	1	0	27	27	14	1,40	37,94	51,9

Продолжение таблицы 4.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2052	0	0	0	0	0	0	103	153,3	0	0	0	27	27	14	1,29	35,72	47,0
2053	0	0	0	0	0	0	103	153,3	2	1	1	26	26	13	1,19	35,48	49,0
2054	0	0	0	0	0	0	103	153,3	11	7	4	19	19	9	1,14	18,18	23,7
2055	0	0	0	0	0	0	103	153,3	0	0	0	19	19	9	1,03	18,05	23,4
2056	0	0	0	0	0	0	103	153,3	0	0	0	19	19	9	0,93	17,93	23,1
2057	0	0	0	0	0	0	103	153,3	0	0	0	19	19	9	0,84	17,80	22,9
2058	0	0	0	0	0	0	103	153,3	0	0	0	19	19	9	0,76	17,68	22,6
2059	0	0	0	0	0	0	103	153,3	0	0	0	19	19	9	0,69	17,55	22,4

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Месторождение Северо-Западный Кызылкия.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Ком-пен-сация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м ³	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м ³		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	79,0	2,0	7,1	2869,9	73,5	0,204	869,1	869,1	12069,9	10503,8	90,9	824,5	8097,9	92,3	6,972	157,577
2024	74,2	1,9	7,2	2944,1	75,4	0,209	857,9	857,9	12927,9	11361,8	91,4	810,5	8908,4	92,3	8,357	165,934
2025	71,1	1,8	7,4	3015,2	77,2	0,214	876,1	876,1	13804,0	12237,9	91,9	821,6	9730,0	92,0	8,000	173,934
2026	69,5	1,8	7,8	3084,7	79,0	0,219	938,4	938,4	14742,5	13176,4	92,6	877,5	10607,5	92,3	7,826	181,759
2027	67,2	1,7	8,2	3151,9	80,7	0,224	1027,0	1027,0	15769,5	14203,4	93,5	960,7	11568,3	93,0	7,563	189,322
2028	63,7	1,6	8,4	3215,7	82,3	0,229	1052,6	1052,6	16822,1	15256,0	93,9	984,4	12552,7	93,4	7,170	196,493
2029	59,0	1,5	8,5	3274,6	83,8	0,233	1017,3	1017,3	17839,4	16273,3	94,2	949,3	13502,0	93,4	6,632	203,125
2030	54,6	1,4	8,6	3329,2	85,2	0,237	967,7	967,7	18807,2	17241,1	94,4	899,8	14401,8	93,2	6,138	209,263
2031	50,5	1,3	8,7	3379,7	86,5	0,240	915,8	915,8	19722,9	18156,8	94,5	848,9	15250,8	93,0	5,673	214,936
2032	46,7	1,2	8,9	3426,4	87,7	0,244	885,3	885,3	20608,3	19042,2	94,7	819,2	16070,0	93,0	5,245	220,181
2033	43,2	1,1	9,0	3469,7	88,8	0,247	848,7	848,7	21457,0	19890,9	94,9	783,9	16853,9	93,0	4,853	225,034
2034	40,0	1,0	9,2	3509,7	89,8	0,249	798,5	798,5	22255,5	20689,4	95,0	734,9	17588,9	92,7	4,491	229,525
2035	37,1	0,9	9,3	3546,8	90,8	0,252	769,3	769,3	23024,8	21458,7	95,2	706,6	18295,5	92,7	4,159	233,684
2036	34,4	0,9	9,6	3581,2	91,7	0,255	755,6	755,6	23780,4	22214,3	95,4	693,5	18989,0	92,9	3,853	237,538
2037	31,6	0,8	9,7	3612,8	92,5	0,257	719,4	719,4	24499,8	22933,7	95,6	659,0	19647,9	92,8	3,537	241,075
2038	29,1	0,7	9,9	3641,9	93,2	0,259	692,6	692,6	25192,4	23626,3	95,8	632,5	20280,4	92,7	3,251	244,326

Продолжение таблицы 4.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2039	26,8	0,7	10,1	3668,7	93,9	0,261	654,9	654,9	25847,3	24281,2	95,9	597,4	20877,9	92,7	2,991	247,317
2040	24,7	0,6	10,4	3693,4	94,5	0,262	626,9	626,9	26474,2	24908,1	96,1	570,5	21448,4	92,6	2,756	250,073
2041	22,8	0,6	10,7	3716,2	95,1	0,264	614,4	614,4	27088,6	25522,5	96,3	558,6	22007,0	92,7	2,542	252,614
2042	21,1	0,5	11,0	3737,2	95,7	0,266	579,5	579,5	27668,1	26102,0	96,4	526,1	22533,1	92,6	2,347	254,961
2043	19,5	0,5	11,5	3756,7	96,2	0,267	553,8	553,8	28221,9	26655,8	96,5	501,3	23034,4	92,4	2,169	257,130
2044	18,0	0,5	12,0	3774,7	96,6	0,268	499,0	499,0	28720,9	27154,8	96,4	449,5	23483,9	91,9	2,007	259,137
2045	16,7	0,4	12,6	3791,5	97,0	0,269	453,5	453,5	29174,5	27608,4	96,3	407,2	23891,1	91,5	1,858	260,995
2046	15,5	0,4	13,4	3807,0	97,4	0,271	412,8	412,8	29587,3	28021,2	96,2	368,4	24259,5	90,9	1,723	262,718
2047	14,4	0,4	14,4	3821,4	97,8	0,272	374,1	374,1	29961,4	28395,3	96,2	332,1	24591,6	90,4	1,598	264,316
2048	13,4	0,3	15,6	3834,7	98,2	0,273	338,0	338,0	30299,4	28733,3	96,0	298,8	24890,4	89,9	1,484	265,801
2049	12,5	0,3	17,3	3847,2	98,5	0,273	321,1	321,1	30620,5	29054,4	96,1	282,8	25173,3	89,6	1,383	267,184
2050	11,2	0,3	18,8	3858,4	98,8	0,274	298,6	298,6	30919,1	29353,0	96,2	261,8	25435,0	89,3	1,244	268,427
2051	10,1	0,3	20,8	3868,5	99,0	0,275	274,5	274,5	31193,6	29627,5	96,3	238,8	25673,8	88,7	1,119	269,546
2052	9,1	0,2	23,6	3877,6	99,2	0,276	251,3	251,3	31444,8	29878,7	96,4	216,3	25890,2	87,8	1,007	270,553
2053	8,2	0,2	27,8	3885,8	99,5	0,276	243,1	243,1	31688,0	30121,9	96,6	209,2	26099,3	88,0	0,906	271,459
2054	6,2	0,2	29,4	3892,0	99,6	0,277	99,7	99,7	31787,6	30221,5	93,7	70,0	26169,3	70,0	0,684	272,143
2055	5,6	0,1	37,6	3897,6	99,8	0,277	99,0	99,0	31886,6	30320,5	94,3	69,2	26238,5	70,0	0,619	272,763
2056	5,1	0,1	54,6	3902,7	99,9	0,277	98,3	98,3	31984,9	30418,8	94,8	68,4	26306,9	70,0	0,561	273,323
2057	4,6	0,1	100,0	3907,4	100,0	0,278	97,6	97,6	32082,4	30516,3	95,3	67,6	26374,5	70,0	0,507	273,831
2058	4,2	0,1		3911,6	100,1	0,278	96,9	96,9	32179,3	30613,2	95,7	66,9	26441,4	70,0	0,459	274,290
2059	3,8	0,1		3915,3	100,2	0,278	96,2	96,2	32275,6	30709,5	96,1	66,2	26507,6	70,0	0,415	274,705

Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин. I объект. Вариант 2.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из бурения в эксплуатацию	Ввод скважины из наблюдательного фонда	Перевод скв врем дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	1	1	0	0	4	0	59	78,0	3	3	0	32	32	10	5,05	22,15	44,4
2024	1	1	0	3	1	0	62	82,0	1	1	0	35	35	10	4,57	22,13	48,3
2025	2	2	0	3	0	0	65	85,9	1	1	0	37	37	10	4,16	22,09	50,8
2026	1	1	0	1	0	0	66	87,3	0	0	0	38	38	10	3,94	22,03	52,1
2027	1	1	0	1	0	1	67	88,6	1	1	0	37	37	11	3,87	21,95	46,7
2028	0	0	0	0	0	0	67	88,6	1	1	0	36	36	11	3,74	21,85	45,0
2029	0	0	0	0	0	0	67	88,6	1	1	0	35	35	11	3,63	21,76	43,4
2030	0	0	0	0	0	0	67	88,6	0	0	0	35	35	11	3,45	21,64	42,6
2031	0	0	0	0	0	0	67	88,6	1	1	0	34	34	11	3,31	21,50	41,3
2032	0	0	0	0	0	1	67	88,6	1	0	1	33	33	11	3,21	21,35	39,7
2033	0	0	0	0	0	0	67	88,6	1	1	0	32	32	11	3,12	21,17	38,1
2034	0	0	0	0	0	0	67	88,6	0	0	0	32	32	11	2,97	20,98	37,2
2035	0	0	0	0	0	0	67	88,6	1	1	0	31	31	11	2,86	20,78	35,9
2036	0	0	0	0	0	1	67	88,6	1	0	1	30	30	11	2,78	20,63	34,5
2037	0	0	0	0	0	0	67	88,6	1	1	0	29	29	11	2,71	20,49	33,0
2038	0	0	0	0	0	0	67	88,6	0	0	0	29	29	11	2,58	20,34	32,3
2039	0	0	0	0	0	1	67	88,6	1	1	0	27	27	12	2,55	20,20	28,0
2040	0	0	0	0	0	0	67	88,6	0	0	0	27	27	12	2,46	20,06	27,1
2041	0	0	0	0	0	1	67	88,6	1	0	1	26	26	12	2,38	19,92	26,1
2042	0	0	0	0	0	0	67	88,6	1	1	0	25	25	12	2,33	19,78	24,9
2043	0	0	0	0	0	0	67	88,6	0	0	0	25	25	12	2,22	19,64	24,4
2044	0	0	0	0	0	0	67	88,6	1	1	0	24	24	12	2,15	19,50	23,5
2045	0	0	0	0	0	0	67	88,6	1	1	0	23	23	12	2,11	19,37	22,3
2046	0	0	0	0	0	0	67	88,6	0	0	0	23	23	12	2,02	19,23	21,8
2047	0	0	0	0	0	0	67	88,6	1	1	0	22	22	12	1,96	19,10	21,0
2048	0	0	0	0	0	0	67	88,6	2	1	1	21	21	11	1,93	18,96	21,7
2049	0	0	0	0	0	0	67	88,6	0	0	0	21	21	11	1,83	18,83	21,1
2050	0	0	0	0	0	0	67	88,6	2	1	1	20	20	10	1,71	18,70	22,2
2051	0	0	0	0	0	0	67	88,6	0	0	0	20	20	10	1,58	18,57	21,6

Продолжение таблицы 4.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2052	0	0	0	0	0	0	67	88,6	0	0	0	20	20	10	1,43	18,44	21,3
2053	0	0	0	0	0	0	67	88,6	2	1	1	19	19	9	1,34	18,31	22,6
2054	0	0	0	0	0	0	67	88,6	0	0	0	19	19	9	1,14	18,18	23,7
2055	0	0	0	0	0	0	67	88,6	0	0	0	19	19	9	1,03	18,05	23,4
2056	0	0	0	0	0	0	67	88,6	0	0	0	19	19	9	0,93	17,93	23,1
2057	0	0	0	0	0	0	67	88,6	0	0	0	19	19	9	0,84	17,80	22,9
2058	0	0	0	0	0	0	67	88,6	0	0	0	19	19	9	0,76	17,68	22,6
2059	0	0	0	0	0	0	67	88,6	0	0	0	19	19	9	0,69	17,55	22,4

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект. Вариант 2.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Ком-пен-сация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м ³	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м ³		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	42,7	1,9	6,0	1522,9	69,4	0,183	187,3	187,3	3205,8	2977,2	77,2	146,0	2808,6	68,0	3,641	78,507
2024	41,5	1,9	6,2	1564,4	71,3	0,188	201,1	201,1	3406,9	3178,3	79,4	158,8	2967,4	70,0	4,557	83,064
2025	40,3	1,8	6,4	1604,8	73,1	0,193	214,4	214,4	3621,2	3392,6	81,2	166,9	3134,3	70,0	4,429	87,494
2026	39,6	1,8	6,7	1644,4	75,0	0,198	221,5	221,5	3842,8	3614,1	82,1	171,3	3305,6	70,0	4,353	91,846
2027	38,5	1,8	7,0	1682,9	76,7	0,203	218,6	218,6	4061,3	3832,7	82,4	168,6	3474,2	70,0	4,228	96,075
2028	36,3	1,7	7,1	1719,2	78,4	0,207	211,8	211,8	4273,1	4044,5	82,9	162,7	3636,9	70,0	3,983	100,058
2029	34,2	1,6	7,2	1753,4	79,9	0,211	205,0	205,0	4478,1	4249,5	83,3	157,0	3793,9	70,0	3,752	103,810
2030	32,2	1,5	7,3	1785,6	81,4	0,215	202,1	202,1	4680,1	4451,5	84,1	153,8	3947,7	70,0	3,535	107,345
2031	30,3	1,4	7,4	1815,9	82,8	0,219	196,9	196,9	4877,0	4648,4	84,6	149,2	4096,9	70,0	3,330	110,674
2032	28,6	1,3	7,6	1844,5	84,1	0,222	189,8	189,8	5066,8	4838,2	84,9	143,4	4240,3	70,0	3,136	113,811
2033	26,9	1,2	7,7	1871,4	85,3	0,225	182,6	182,6	5249,3	5020,7	85,3	137,6	4377,9	70,0	2,954	116,765
2034	25,3	1,2	7,9	1896,7	86,5	0,228	179,2	179,2	5428,5	5199,9	85,9	134,4	4512,3	70,0	2,783	119,548
2035	23,9	1,1	8,0	1920,6	87,5	0,231	173,6	173,6	5602,1	5373,5	86,2	129,8	4642,2	70,0	2,622	122,170
2036	22,5	1,0	8,2	1943,1	88,6	0,234	166,9	166,9	5769,0	5540,3	86,5	124,5	4766,7	70,0	2,470	124,640
2037	21,2	1,0	8,4	1964,3	89,5	0,236	160,2	160,2	5929,2	5700,6	86,8	119,3	4886,0	70,0	2,326	126,966
2038	20,0	0,9	8,7	1984,2	90,4	0,239	157,4	157,4	6086,6	5858,0	87,3	116,7	5002,7	70,0	2,191	129,157
2039	18,8	0,9	9,0	2003,0	91,3	0,241	148,9	148,9	6235,5	6006,9	87,4	110,4	5113,1	70,0	2,064	131,222

Продолжение таблицы 4.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2040	17,7	0,8	9,3	2020,7	92,1	0,243	144,5	144,5	6380,0	6151,4	87,7	106,8	5219,8	70,0	1,945	133,166
2041	16,7	0,8	9,6	2037,4	92,9	0,245	139,9	139,9	6519,9	6291,3	88,1	103,0	5322,9	70,0	1,832	134,998
2042	15,7	0,7	10,0	2053,1	93,6	0,247	133,6	133,6	6653,5	6424,9	88,2	98,3	5421,2	70,0	1,726	136,724
2043	14,8	0,7	10,5	2068,0	94,3	0,249	131,0	131,0	6784,5	6555,9	88,7	96,0	5517,2	70,0	1,626	138,349
2044	13,9	0,6	11,1	2081,9	94,9	0,251	126,5	126,5	6911,0	6682,4	89,0	92,5	5609,7	70,0	1,531	139,881
2045	13,1	0,6	11,7	2095,0	95,5	0,252	120,5	120,5	7031,5	6802,9	89,1	88,0	5697,7	70,0	1,442	141,323
2046	12,4	0,6	12,5	2107,4	96,1	0,254	118,0	118,0	7149,5	6920,9	89,5	85,9	5783,7	70,0	1,359	142,682
2047	11,7	0,5	13,5	2119,1	96,6	0,255	113,7	113,7	7263,2	7034,6	89,7	82,6	5866,3	70,0	1,280	143,962
2048	11,0	0,5	14,7	2130,0	97,1	0,256	107,8	107,8	7371,1	7142,4	89,8	78,3	5944,6	70,0	1,206	145,168
2049	10,3	0,5	16,1	2140,3	97,6	0,258	105,5	105,5	7476,6	7247,9	90,3	76,3	6020,9	70,0	1,127	146,295
2050	9,3	0,4	17,3	2149,6	98,0	0,259	101,4	101,4	7577,9	7349,3	90,8	73,0	6093,9	70,0	1,020	147,315
2051	8,4	0,4	18,9	2158,0	98,4	0,260	99,1	99,1	7677,0	7448,4	91,5	70,9	6164,8	70,0	0,923	148,238
2052	7,6	0,3	21,1	2165,6	98,7	0,261	98,4	98,4	7775,4	7546,8	92,3	70,0	6234,8	70,0	0,836	149,074
2053	6,9	0,3	24,3	2172,5	99,0	0,261	94,4	94,4	7869,7	7641,1	92,7	66,9	6301,7	70,0	0,756	149,830
2054	6,2	0,3	29,0	2178,7	99,3	0,262	99,7	99,7	7969,4	7740,8	93,7	70,0	6371,6	70,0	0,684	150,515
2055	5,6	0,3	37,0	2184,4	99,6	0,263	99,0	99,0	8068,4	7839,7	94,3	69,2	6440,8	70,0	0,619	151,134
2056	5,1	0,2	53,1	2189,5	99,8	0,263	98,3	98,3	8166,6	7938,0	94,8	68,4	6509,2	70,0	0,561	151,695
2057	4,6	0,2	100,0	2194,1	100,0	0,264	97,6	97,6	8264,2	8035,6	95,3	67,6	6576,8	70,0	0,507	152,202
2058	4,2	0,2		2198,3		0,265	96,9	96,9	8361,1	8132,5	95,7	66,9	6643,7	70,0	0,459	152,661
2059	3,8	0,2		2202,1		0,265	96,2	96,2	8457,4	8228,7	96,1	66,2	6709,9	70,0	0,415	153,076

Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин. II объект. Вариант 2.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из бурения в эксплуатацию	Ввод скважины из наблюдательного фонда	Перевод скв. врем дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	Приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	0	0	0	0	1	0	35	47,2	1	1	0	16	16	7	7,12	133,58	295,1
2024	0	0	0	0	0	0	35	47,2	1	1	0	15	15	7	6,64	133,46	283,4
2025	0	0	0	0	2	0	35	47,2	1	1	0	16	16	7	6,19	133,22	284,7
2026	1	1	0	1	2	0	36	48,5	1	1	0	18	18	7	5,54	132,86	307,1
2027	0	0	0	0	2	0	36	48,5	0	0	0	20	20	7	4,70	132,38	344,5
2028	0	0	0	0	0	0	36	48,5	0	0	0	20	20	7	4,30	131,78	357,3
2029	0	0	0	0	0	1	36	48,5	0	0	0	19	19	8	4,00	131,07	301,5
2030	0	0	0	0	0	1	36	48,5	0	0	0	18	18	9	3,81	130,25	252,3
2031	0	0	0	0	0	0	36	48,5	1	1	0	17	17	9	3,63	129,31	236,7
2032	0	0	0	0	0	0	36	48,5	0	0	0	17	17	9	3,35	128,26	228,6
2033	0	0	0	0	0	1	36	48,5	0	0	0	16	16	10	3,12	127,11	196,7
2034	0	0	0	0	0	0	36	48,5	1	1	0	15	15	10	2,99	125,85	182,8
2035	0	0	0	0	0	0	36	48,5	0	0	0	15	15	10	2,77	124,49	175,6
2036	0	0	0	0	0	0	36	48,5	1	0	1	15	15	9	2,49	123,03	192,5
2037	0	0	0	0	0	0	36	48,5	1	1	0	14	14	9	2,26	121,48	182,5
2038	0	0	0	0	0	0	36	48,5	0	0	0	14	14	9	2,04	119,84	174,5
2039	0	0	0	0	0	0	36	48,5	1	1	0	13	13	9	1,86	118,12	164,7
2040	0	0	0	0	0	0	36	48,5	0	0	0	13	13	9	1,68	116,31	156,9
2041	0	0	0	0	0	0	36	48,5	1	0	1	13	13	8	1,47	114,43	173,4
2042	0	0	0	0	0	0	36	48,5	1	1	0	12	12	8	1,35	112,47	162,8
2043	0	0	0	0	0	0	36	48,5	0	0	0	12	12	8	1,22	110,44	154,2
2044	0	0	0	0	0	0	36	48,5	1	1	0	11	11	8	1,19	108,36	135,8
2045	0	0	0	0	0	0	36	48,5	3	1	2	10	10	6	1,14	106,21	161,9
2046	0	0	0	0	0	0	36	48,5	1	1	0	9	9	6	1,11	104,01	143,3
2047	0	0	0	0	0	0	36	48,5	0	0	0	9	9	6	1,07	101,77	126,6
2048	0	0	0	0	0	0	36	48,5	1	1	0	8	8	6	1,04	99,48	111,9
2049	0	0	0	0	0	0	36	48,5	0	0	0	8	8	6	0,99	97,15	104,8
2050	0	0	0	0	0	0	36	48,5	2	0	2	8	8	4	0,92	94,79	143,7
2051	0	0	0	0	0	0	36	48,5	1	1	0	7	7	4	0,89	92,40	127,8
2052	0	0	0	0	0	0	36	48,5	0	0	0	7	7	4	0,87	89,99	111,4
2053	0	0	0	0	0	0	36	48,5	0	0	0	7	7	4	0,76	87,56	108,3

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект. Вариант 2.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Ком-пен-сация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³			
		Началь-ных	Теку-щих							Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м ³	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м ³		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	36,3	2,1	9,0	1347,0	78,6	0,234	681,8	681,8	8864,1	7526,7	94,7	678,5	5289,3	100,0	3,331	79,070
2024	32,7	1,9	8,9	1379,7	80,5	0,240	656,8	656,8	9521,0	8183,5	95,0	651,7	5941,0	100,0	3,800	82,869
2025	30,7	1,8	9,2	1410,4	82,3	0,245	661,8	661,8	10182,8	8845,3	95,4	654,7	6595,7	100,0	3,571	86,440
2026	29,9	1,7	9,9	1440,3	84,1	0,250	716,9	716,9	10899,7	9562,2	95,8	706,3	7301,9	100,0	3,473	89,913
2027	28,7	1,7	10,5	1469,0	85,8	0,255	808,5	808,5	11708,2	10370,7	96,5	792,1	8094,0	100,0	3,335	93,248
2028	27,4	1,6	11,2	1496,4	87,4	0,260	840,8	840,8	12549,0	11211,5	96,7	821,7	8915,7	100,0	3,187	96,435
2029	24,8	1,4	11,4	1521,2	88,8	0,264	812,4	812,4	13361,3	12023,8	96,9	792,4	9708,1	100,0	2,880	99,315
2030	22,4	1,3	11,7	1543,6	90,1	0,268	765,7	765,7	14127,0	12789,5	97,1	746,0	10454,2	100,0	2,604	101,919
2031	20,2	1,2	11,9	1563,8	91,3	0,271	718,9	718,9	14845,9	13508,4	97,2	699,7	11153,9	100,0	2,343	104,262
2032	18,1	1,1	12,2	1581,9	92,3	0,275	695,6	695,6	15541,5	14204,0	97,4	675,8	11829,7	100,0	2,109	106,371
2033	16,3	1,0	12,5	1598,3	93,3	0,277	666,1	666,1	16207,6	14870,2	97,5	646,3	12476,0	100,0	1,898	108,269
2034	14,7	0,9	12,8	1613,0	94,2	0,280	619,4	619,4	16827,0	15489,5	97,6	600,5	13076,5	100,0	1,708	109,977
2035	13,2	0,8	13,2	1626,2	94,9	0,282	595,7	595,7	17422,7	16085,2	97,8	576,8	13653,3	100,0	1,537	111,515
2036	11,9	0,7	13,7	1638,1	95,6	0,284	588,7	588,7	18011,5	16674,0	98,0	569,0	14222,3	100,0	1,384	112,898
2037	10,4	0,6	13,9	1648,5	96,2	0,286	559,1	559,1	18570,6	17233,1	98,1	539,6	14761,9	100,0	1,211	114,109
2038	9,1	0,5	14,1	1657,7	96,8	0,288	535,2	535,2	19105,8	17768,4	98,3	515,8	15277,7	100,0	1,059	115,168
2039	8,0	0,5	14,4	1665,6	97,2	0,289	506,0	506,0	19611,8	18274,3	98,4	487,1	15764,8	100,0	0,927	116,095
2040	7,0	0,4	14,7	1672,6	97,6	0,290	482,4	482,4	20094,2	18756,7	98,6	463,8	16228,6	100,0	0,811	116,906
2041	6,1	0,4	15,1	1678,7	98,0	0,291	474,5	474,5	20568,7	19231,2	98,7	455,6	16684,2	100,0	0,710	117,616
2042	5,3	0,3	15,6	1684,1	98,3	0,292	445,9	445,9	21014,6	19677,1	98,8	427,8	17111,9	100,0	0,621	118,237
2043	4,7	0,3	16,2	1688,7	98,6	0,293	422,8	422,8	21437,4	20099,9	98,9	405,3	17517,2	100,0	0,543	118,781
2044	4,1	0,2	16,9	1692,8	98,8	0,294	372,5	372,5	21809,9	20472,4	98,9	357,0	17874,2	100,0	0,475	119,256
2045	3,6	0,2	17,8	1696,4	99,0	0,295	333,1	333,1	22143,0	20805,5	98,9	319,2	18193,4	100,0	0,416	119,672
2046	3,1	0,2	18,9	1699,6	99,2	0,295	294,8	294,8	22437,8	21100,3	98,9	282,5	18475,8	100,0	0,364	120,036
2047	2,7	0,2	20,4	1702,3	99,4	0,296	260,4	260,4	22698,2	21360,7	98,9	249,5	18725,3	100,0	0,319	120,355
2048	2,4	0,1	22,4	1704,7	99,5	0,296	230,2	230,2	22928,4	21590,9	99,0	220,5	18945,9	100,0	0,279	120,633
2049	2,2	0,1	26,5	1706,9	99,6	0,296	215,6	215,6	23144,0	21806,5	99,0	206,5	19152,4	100,0	0,255	120,889
2050	1,9	0,1	31,5	1708,8	99,8	0,297	197,2	197,2	23341,2	22003,7	99,0	188,8	19341,2	100,0	0,224	121,112
2051	1,7	0,1	40,2	1710,5	99,9	0,297	175,4	175,4	23516,6	22179,1	99,0	167,9	19509,0	100,0	0,196	121,308
2052	1,5	0,1	58,8	1712,0	99,9	0,297	152,9	152,9	23669,5	22332,0	99,0	146,4	19655,4	100,0	0,171	121,479
2053	1,3	0,1	124,9	1713,3	100,0	0,297	148,8	148,8	23818,2	22480,7	99,1	142,3	19797,7	100,0	0,150	121,629

Таблица 4.1.7 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта 2 по объектам

Наименование	Объекты	
	I	II
1	2	3
Плотность сетки доб.+нагнет. скв., $10^4 \text{ м}^2/\text{скв.}$	21,8	31,5
Проектный уровень добычи нефти, млн. т/год	0,0427	0,0363
Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	1,9	2,1
Год выхода на проектный уровень	2023	2023
Продолжительность проектного уровня, годы	1	1
Проектный уровень добычи жидкости, млн. т/год	0,2215	0,8408
Проектный уровень добычи попутного газа, млн. $\text{м}^3/\text{год}$	4,557	3,800
Проектный уровень закачки воды (раб. агентов), млн. $\text{м}^3/\text{год}$	0,1713	0,8217
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.		
в том числе: добывающих	38	20
нагнетательных	12	10
специальных	-	-
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	6	1
в том числе: добывающих	6	1
нагнетательных	-	-
специальных	-	-
Фонд резервных скважин, шт.	1	-
Фонд скважин-дублеров, шт.	-	-
Накопленная добыча за проектный период, млн. т/м ³ :		
нефти	0,7139	0,4026
жидкости	5,2457	15,6359
попутного газа	88,732	50,042
Накопленная добыча с начала разработки, млн. т/м ³ :		
нефти	2,1941	1,7133
жидкости	8,2642	23,8182
попутного газа	163,598	125,781
Конечный коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,264	0,297
Средняя обводненность к концу разработки, %	95,3	99,1

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

Оценка экономической эффективности вариантов разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия предполагает некоторые экономические и финансовые допущения, приведенные ниже.

Экономические и финансовые допущения, использованные в экономической модели, позволяют на этапе проектирования рассчитать уровень необходимых для оценки финансово-экономических показателей, сопоставить полученные результаты по вариантам, выбрать наиболее оптимальный вариант и определить рентабельный период разработки месторождения.

Срок проекта по вариантам различен, однако первым годом реализации проекта принят 2023 год по всем вариантам. За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году.

Расчеты проводились на весь проектный срок. По результатам расчетов определен рентабельный период, который представляет собой период безубыточной добычи нефти

до момента, начиная с которого операционный доход принимает положительные значения.

Дисконтирование проводилось исходя из теории временной стоимости денег, то есть для получения суммы потока платежей, приведенной к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных потоков принятые следующие ставки:

- 5%;
- 10%;
- 15%.

Реализация продукции согласно условиям Контракта №3517 от 19.01.2010 г. на разведку и добычу на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Северо-Западный Кызылкия, Недропользователь обязуется 53% нефти реализовать на внутренний рынок на давальческой основе и 47 % на экспорт.

Цена реализации продукции определена в соответствии с существующим положением в Казахстане и на мировом рынке. В данном проекте проектируемая цена на нефть при реализации на внешний рынок составляет 286 542 тенге/тонну и на транспортировку нефти 54 169 тенге/тонну.

Цена на нефть при реализации на внутренний рынок составит 84 451 тенге/тонну, затраты на транспортировку нефти – 3 480 тенге/тонну.

Инфляция для расчета стоимости капитальных вложений, и эксплуатационных затрат и доходов принята в размере 2% в год, в соответствии со средними темпами инфляции в Республике Казахстан за последние годы.

Источники доходов. В расчетах принято, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет собственных средств, получаемых от реализации проекта, реинвестирования чистой прибыли и использования амортизационных отчислений, в случае недостаточности средств, предприятие может использовать кредит. Экономика предприятия будет основываться на обычной модели по налогообложению.

Источниками доходов настоящего проекта является реализация добываемого на месторождении нефти. Объем реализации нефти принимается за вычетом технологических потерь при добыче и транспортировке. Имеется газопровод, проведенный до ПСН месторождения Кызылкия. На сегодняшний день приоритетным направлением использования свободных ресурсов газа месторождения Северо-Западный

Кызылкия является использование свободных ресурсов газа на месторождение Кумколь для выработки электроэнергии на ГТУ Кумколь.

В таблице 4.2.1 приведен расчет дохода рекомендуемого 2 варианта от продажи реализации нефти, остальные варианты представлены в приложениях 15, 23.

Таблица 4.2.1 – Расчет дохода от реализации продукции в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге

Год	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС)	
		Объем продажи		Цена реализации нефти				
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок		
1	2	3	4	5	6	7	8	
тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тенге/тонну	тенге/тонну	тыс.тенге	
2023	79,0	77,4	36,4	41,0	255 841	75 403	12 392 707	
2024	74,2	72,6	34,1	38,5	260 958	76 911	11 871 455	
2025	71,1	69,6	32,7	36,9	266 177	78 449	11 597 170	
2026	69,5	68,1	32,0	36,1	271 501	80 018	11 572 761	
2027	67,2	65,8	30,9	34,9	276 931	81 619	11 410 148	
2028	63,7	62,4	29,3	33,1	282 469	83 251	11 031 674	
2029	59,0	57,7	27,1	30,6	288 119	84 916	10 413 860	
2030	54,6	53,5	25,1	28,3	293 881	86 614	9 836 521	
2031	50,5	49,4	23,2	26,2	299 758	88 346	9 278 381	
2032	46,7	45,7	21,5	24,2	305 754	90 113	8 756 280	
2033	43,2	42,3	19,9	22,4	311 869	91 916	8 267 642	
2034	40,0	39,2	18,4	20,8	318 106	93 754	7 810 090	
2035	37,1	36,3	17,1	19,3	324 468	95 629	7 381 426	
2036	34,4	33,7	15,8	17,8	330 958	97 542	6 979 621	
2037	31,6	30,9	14,5	16,4	337 577	99 493	6 541 186	
2038	29,1	28,5	13,4	15,1	344 328	101 482	6 137 670	
2039	26,8	26,2	12,3	13,9	351 215	103 512	5 765 797	
2040	24,7	24,2	11,4	12,8	358 239	105 582	5 422 626	
2041	22,8	22,3	10,5	11,8	365 404	107 694	5 105 511	
2042	21,1	20,6	9,7	10,9	372 712	109 848	4 812 077	
2043	19,5	19,1	9,0	10,1	380 166	112 045	4 540 185	
2044	18,0	17,7	8,3	9,4	387 770	114 286	4 287 912	
2045	16,7	16,4	7,7	8,7	395 525	116 571	4 053 524	
2046	15,5	15,2	7,1	8,0	403 435	118 903	3 835 461	
2047	14,4	14,1	6,6	7,5	411 504	121 281	3 632 315	
2048	13,4	13,1	6,2	6,9	419 734	123 706	3 442 816	
2049	12,5	12,2	5,7	6,5	428 129	126 181	3 271 889	
2050	11,2	11,0	5,2	5,8	436 692	128 704	3 002 622	
2051	10,1	9,9	4,6	5,2	445 425	131 278	2 755 961	
2052	9,1	8,9	4,2	4,7	454 334	133 904	2 529 961	
2053	8,2	8,0	3,8	4,2	463 421	136 582	2 322 854	
2054	6,2	6,1	2,9	3,2	472 689	139 314	1 806 231	
2055	5,6	5,5	2,6	2,9	482 143	142 100	1 667 332	
2056	5,1	5,0	2,3	2,6	491 786	144 942	1 539 114	
2057	4,6	4,5	2,1	2,4	501 621	147 841	1 420 756	
Итого 2023-2057	1116,4	1093,0	513,7	579,3			216 493 535	
2058	4,2	4,1	1,9	2,2	511 654	150 797	1 311 500	
2059	3,8	3,7	1,7	2,0	521 887	153 813	1 210 646	
Итого 2023-2059	1124,4	1100,8	517,4	583,4			219 015 681	

4.2.1 Капитальные затраты

В расчетах экономических показателей разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин; затраты на надземное нефтепромысловое строительство.

Капитальные вложения в строительство скважин включают в себя: затраты на бурение новых добывающих скважин; затраты на перевод добывающих скважин под нагнетание; затраты на перевод наблюдательных скважин под категорию добычи; затраты на выбытие скважин и т.п.

Надземное строительство состоит из капитальных затрат на: обустройство проектных скважин; затраты на сопутствующее скважинное оборудование; обустройства выкидных линий для проектных скважин и т.п.

Капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела “Капитальные вложения” настоящего документа. В составе капитальных вложений, также учтен резерв средств на прочие затраты (на экспертизы, авторский надзор, сопровождение строительства и т.д.) в размере 5% от стоимости всего капитальных затрат на обустройство промысла. Бурение и количество скважин определялось согласно технологическим вариантам разработки данного проекта. Так же капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться в Казахстане. Однако, также возможно приобретение оборудования и материалов у производителей из других стран при невозможности приобретения соответствующего оборудования в Казахстане, а также в случаях их неконкурентоспособности с другими аналогами по показателям качества и цены.

В данном рекомендуемом 2-м варианте проекта предусматривается бурение 7-ми скважин. 1 вариант является базовый и предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей скважины. В 3-м варианте бурение 14 вертикальных скважин + НПАВ.

Смета капитальных затрат на данном этапе разработки проекта предполагает допустимую погрешность в стоимости +15 %. Несмотря на это, расчеты основаны на реальной стоимости оборудования, полученной непосредственно от его поставщиков и стоимости строительно-монтажных работ, определенной по проектам-аналогам. Результаты расчетов капитальных вложений по рекомендуемому варианту представлены в таблице 4.2.1.1., по остальным вариантам - в приложениях 16, 24.

4.2.2 Эксплуатационные затраты

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными эксплуатационными показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа. Расходы, понесенные предприятием, (операционные затраты) разделяются на расходы, относимые на себестоимость продукции и на расходы периода.

Расходы относимые на себестоимость продукции включают в себя все эксплуатационные затраты, производимые непосредственно на промысле. Расходы периода в свою очередь включают в себя общие и административные расходы и расходы по реализации продукции.

Расходы, относимые на себестоимость продукции включают:

- обслуживание скважин;
- материальные производственные затраты;
- электроэнергию, потребляемую на промысле;
- внутри промысловый сбор и транспорт нефти;
- технологическую подготовку нефти и воды;
- затраты на поддержание пластового давления и мероприятия по интенсификации добычи;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- обслуживание, текущий и капитальный ремонт основных фондов;
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- налоги, отчисления и сборы в бюджет, входящие в себестоимость продукции;
- услуги сторонних организаций производственного и непроизводственного характера, необходимые на промысле (питание, содержание вахтового поселка и т.д.);
- прочие необходимые затраты.

Результаты расчетов расходов, относимые на себестоимость продукции рекомендуемого 2 варианта приведены в таблице 4.2.2.1., остальные варианты- в приложениях 17, 25.

Косвенные затраты

Косвенные затраты – рассчитывались в соответствии с «Порядком определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» СН РК 8.02-02-2011 и не

могут быть напрямую отнесены в себестоимость продукции. В эти затраты включаются расходы периода.

Расходы периода состоят из:

- материальные затраты общепроизводственного назначения;
- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями;
- налоги и другие обязательные платежи в бюджет за исключением тех. налогов и платежей, что платятся из прибыли;
- прочие затраты общепроизводственного назначения.

Согласно Контракту на осуществление разведки и добычи на месторождении Северо-Западный Кызылкия предусматриваются следующие расходы: затраты на профессиональное обучение казахстанских специалистов составляют не менее 0,5% от объема затрат на добычу в отчетном году; на затраты по социально-экономическому развитию региона ежегодно выделяется по 115 000 тыс.тенге (250 тыс. долларов). Затраты на НИОКР не предусмотрены в контракте.

Амортизационные отчисления для целей налогообложения определены по группам и подгруппам основных средств, в соответствии с Налоговым кодексом РК;

Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость, определены по производственному методу учета, за исключением амортизации нематериальных активов и исторических затрат, то есть в зависимости от извлекаемых запасов углеводородов, в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК № 20 «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему. Амортизационные отчисления по нематериальным активам и историческим затратам определяются, по линейному методу.

Результаты расчетов затрат, входящих в расходы периода рекомендуемого 2 варианта приведены в таблице 4.2.2.2, остальные варианты в приложениях 18, 28.

Таблица 4.2.1.1 - Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы, тыс.тенге	Стоимость всего, тыс.тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства															
						2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
I	Строительство скважин (подземное строительство)																				
1	Ввод в эксплуатацию добывающей вертикальной скважины	Скв.	7	557 218	3 900 523	557 218	557 218	1 114 435	1 114 435	557 218	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	Перевод добывающих скважин под нагнетание	Скв.	8	11 500	92 000	0	0	0	0	11 500	0	11 500	11 500	0	11 500	11 500	0	0	11 500	0	
3	Перевод наблюдательных скважин под категорию добычи	Скв.	12	11 500	138 000	57 500	11 500	23 000	23 000	23 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	Выбытие скважин	Скв.	57	3 346	190 724	13 384	6 692	6 692	3 346	3 346	3 346	3 346	0	6 692	3 346	3 346	3 346	3 346	6 692	6 692	
	Итого строительство скважин				4 321 248	628 102	575 410	1 144 127	1 140 781	595 064	3 346	14 846	11 500	6 692	14 846	14 846	3 346	3 346	18 192	6 692	
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				4 605 626	628 102	586 918	1 190 350	1 210 606	644 116	3 694	16 719	13 210	7 841	17 742	18 097	4 160	4 244	23 533	8 830	
II	Надземное строительство					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1	Обустройство устья добыв. скважины	Скв.	7	5 965	41 756	5 965	5 965	11 930	11 930	5 965	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	Перевод на механизированный способ эксплуатации	Скв.	7	28 774	201 417	28 774	28 774	57 548	57 548	28 774	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	Выкидные линии для добывающих скважин	Скв.	7	22 159,8	155 119	22 160	22 160	44 320	44 320	22 160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	Монтаж ВЛ-6/0,4кВ и КТПН (комплектные трансформаторные подстанции наружной установки)	Скв.	7	7 011	49 076	7 011	7 011	14 022	14 022	7 011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
III	Прочие объекты промысла	тыс.тенге			25 564	3 195	3 195	6 391	6 391	6 391	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого надземное строительство				472 933	67 105	67 105	134 211	134 211	70 301	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				493 707	67 105	68 447	139 633	142 425	76 096	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Всего со строительством скважин				4 794 180	695 207	642 515	1 278 338	1 274 992	665 364	3 346	14 846	11 500	6 692	14 846	14 846	3 346	3 346	18 192	6 692	
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции				5 099 333	695 207	655 365	1 329 983	1 353 032	720 212	3 694	16 719	13 210	7 841	17 742	18 097	4 160	4 244	23 533	8 830	

Продолжение таблицы 4.2.1.1

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы, тыс.тенге	Стоимость всего, тыс.тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства																	
						2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055-2059
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
I	Строительство скважин (подземное строительство)																						
1	Ввод в эксплуатацию добывающей вертикальной скважины	Скв.	7	557 218	3 900 523	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод добывающих скважин под нагнетание	Скв.	8	11 500	92 000	0	11 500	0	11 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод наблюдательных скважин под категорию добычи	Скв.	12	11 500	138 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Выбытие скважин	Скв.	57	3 346	190 724	0	6 692	0	6 692	6 692	0	6 692	13 384	3 346	3 346	10 038	0	13 384	3 346	0	6 692	36 806	0
	Итого строительство скважин				4 321 248	0	18 192	0	18 192	6 692	0	6 692	13 384	3 346	3 346	10 038	0	13 384	3 346	0	6 692	36 806	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				4 605 626	0	24 974	0	25 983	9 749	0	10 143	20 692	5 276	5 382	16 469	0	22 845	5 826	0	12 122	68 003	0
II	Надземное строительство					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	Обустройство устья добыв. скважины	Скв.	7	5 965	41 756	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод на механизированный способ эксплуатации	Скв.	7	28 774	201 417	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Выкидные линии для добывающих скважин	Скв.	7	22 159,8	155 119	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Монтаж ВЛ-6/0,4кВ и КТПН(комплектные трансформаторные подстанции наружной установки)	Скв.	7	7 011	49 076	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
III	Прочие объекты промысла	тыс.тенге																					

Таблица 4.2.2.1 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге

Год	Расходы, относимые на себестоимость продукции										Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тн.нефти
	Сырье и материалы	Электроэнергия	Работа и услуги сервисных компаний	Прочие	Работы и услуги производственного характера	Текущий ремонт и техобслуживание скважин	ФОТ ППП	Затраты по ОТ и ОС	ГИС	Страхование		Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	НДПИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	233 340	203 900	472 133	136 675	600 434	59 616	155 649	72 328	175 551	4 567	654 131	29 264	113 065	455 511	597 839	3 366 163	42 603
2024	223 526	195 324	452 274	145 217	575 179	63 342	163 647	69 286	168 167	4 707	886 497	30 767	112 652	435 944	579 363	3 526 530	47 524
2025	218 361	190 811	441 825	157 009	561 889	68 485	174 394	67 685	164 281	4 918	1 053 369	32 788	116 017	425 481	574 286	3 677 314	51 743
2026	217 902	190 410	440 895	169 214	560 707	73 809	185 506	67 543	163 935	5 129	1 322 351	34 877	123 357	424 204	582 437	3 979 837	57 240
2027	214 840	187 734	434 700	175 681	552 828	76 630	194 400	66 594	161 632	5 269	1 528 709	36 549	124 114	417 874	578 537	4 177 552	62 158
2028	207 714	181 507	420 281	176 051	534 491	76 791	195 644	64 385	156 271	5 199	1 563 424	36 783	113 486	403 663	553 932	4 135 687	64 920
2029	196 081	171 342	396 743	173 158	504 557	75 529	196 860	60 779	147 519	5 129	1 473 084	37 012	98 014	380 732	515 758	3 916 540	66 429
2030	185 210	161 843	374 748	173 351	476 585	75 613	200 798	57 409	139 341	5 129	1 392 164	37 752	83 920	359 325	480 997	3 723 187	68 194
2031	174 701	152 660	353 484	170 145	449 543	74 215	199 202	54 152	131 434	4 988	1 315 208	37 452	70 960	338 659	447 071	3 526 803	69 852
2032	164 871	144 069	333 593	170 145	424 247	74 215	200 324	51 105	124 038	4 918	1 244 828	37 663	59 158	319 346	416 166	3 352 520	71 767
2033	155 670	136 030	314 978	166 606	400 572	72 672	201 412	48 253	117 116	4 848	1 182 258	37 867	48 456	301 287	387 611	3 188 025	73 724
2034	147 055	128 501	297 546	166 398	378 403	72 581	202 463	45 582	110 635	4 777	1 123 601	38 065	38 579	284 393	361 037	3 038 580	75 873
2035	138 984	121 448	281 215	166 115	357 634	72 457	203 475	43 081	104 563	4 707	1 065 973	38 255	29 476	268 580	336 312	2 895 963	78 041
2036	131 418	114 837	265 907	165 754	338 167	72 300	201 349	40 736	98 871	4 567	1 013 822	37 856	21 363	253 771	312 990	2 760 716	80 253
2037	123 163	107 624	249 204	161 555	316 924	70 468	164 557	38 177	92 660	4 426	964 024	37 425	14 073	237 657	289 154	2 581 936	81 688
2038	115 565	100 985	233 831	164 786	297 374	71 877	203 038	35 822	86 944	4 426	908 281	38 173	7 405	222 836	268 414	2 491 342	85 684
2039	108 563	94 866	219 663	156 355	279 356	68 200	200 524	33 651	81 676	4 286	836 726	37 701	1 831	209 188	248 719	2 332 586	87 106
2040	102 102	89 220	206 589	159 482	262 729	69 564	204 535	31 648	76 815	4 286	489 684	38 455	0	196 601	235 056	1 931 710	78 236
2041	96 131	84 002	194 508	158 605	247 365	69 181	201 785	29 798	72 323	4 145	492 283	37 938	0	184 979	222 917	1 873 042	82 183
2042	90 606	79 174	183 329	153 481	233 148	66 946	198 844	28 085	68 166	4 005	493 258	37 385	0	174 232	211 616	1 810 657	85 976
2043	85 486	74 701	172 970	156 550	219 975	68 285	202 821	26 498	64 315	4 005	493 258	38 132	0	164 280	202 413	1 771 276	90 925
2044	80 736	70 550	163 359	151 050	207 752	65 886	199 618	25 026	60 741	3 864	494 272	37 530	28	155 053	192 611	1 715 466	95 106
2045	76 323	66 694	154 430	145 267	196 396	63 364	188 803	23 658	57 421	3 583	495 195	35 497	268	146 486	182 250	1 653 381	98 904
2046	72 217	63 106	146 122	143 682	185 830	62 672	188 803	22 385	54 332	3 513	493 038	35 497	500	138 520	174 517	1 610 217	103 834
2047	68 392	59 763	138 383	141 976	175 988	61 928	188 727	21 199	51 454	3 442	493 240	35 483	640	131 104	167 227	1 571 719	109 160
2048	64 824	56 646	131 163	135 472	166 806	59 091	180 716	20 094	48 770	3 232	494 655	33 976	868	124 191	159 035	1 520 504	113 644
2049	61 606	53 833	124 651	138 182	158 525	60 273	184 330	19 096	46 348	3 232	493 621	34 656	1 065	117 957	153 678	1 497 375	120 117
2050	56 536	49 403	114 393	136 085	145 479	59 359	171 668	17 524	42 534	2 951	236 111	32 275	1 314	108 188	141 777	1 173 819	104 658
2051	51 892	45 345	104 996	133 850	133 528	58 384	170 932	16 085	39 040	2 880	-5 754	32 137	1 609	99 245	132 991	884 166	87 606
2052	47 636	41 626	96 386	136 527	122 578	59 551	178 603	14 766	35 839	2 951	-5 490	33 579	1 737	91 056	126 373	857 345	94 388
2053	43 737	38 218	88 495	134 099	112 544	58 492</											

Таблица 4.2.2.2 - Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге

Год	Расходы периода						Транспортировка нефти		Налоги и отчисления, входящие в расходы периода			Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации (резервный)
	ФОТ АУП	Содержание АУП (транспорт, тех.ср-ва и узлы связи)	Страхование АУП	Административно-управленческие расходы	Другие общехозяйственные расходы	Выделение средств на социальные проекты	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависимые от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
1	2	3	6	7		8	9	10	11	12	13	14		
2023	73 762	2 030	460	4 825	4 043	115 000	1 885 751	1 087 048	1 388 185	13 863	2 123	4 577 090	12 941	28 302
2024	75 237	2 113	469	4 922	4 124	115 000	1 806 434	1 099 439	1 329 796	14 140	2 188	4 453 862	13 871	26 580
2025	76 742	2 220	478	5 020	4 207	115 000	1 764 697	1 052 977	1 299 071	14 423	2 286	4 337 121	14 669	25 457
2026	78 276	2 330	488	5 120	4 291	115 000	1 760 983	1 030 158	1 296 337	14 711	2 384	4 310 079	16 142	24 905
2027	79 842	2 421	497	5 223	4 377	115 000	1 736 239	1 066 894	1 278 122	15 005	2 450	4 306 070	17 161	24 074
2028	81 439	2 447	507	5 327	4 464	115 000	1 678 648	1 011 279	1 235 727	15 306	2 417	4 152 561	17 101	22 819
2029	83 068	2 473	517	5 434	4 554	115 000	1 584 638	935 926	1 239 429	15 612	2 384	3 989 033	16 241	21 118
2030	84 729	2 522	528	5 543	4 645	115 000	1 496 786	924 485	1 170 716	15 924	2 384	3 823 261	15 489	19 557
2031	86 424	2 524	538	5 653	4 738	115 000	1 411 856	854 929	1 104 288	16 242	2 319	3 604 511	14 717	18 085
2032	88 152	2 550	549	5 766	25 082	115 000	1 332 410	791 002	1 042 148	16 567	2 286	3 421 513	14 037	16 733
2033	89 915	2 575	560	5 882	23 682	115 000	1 258 056	777 980	983 992	16 899	2 254	3 276 794	13 392	15 489
2034	91 713	2 601	571	5 999	22 372	115 000	1 188 432	720 514	929 536	17 237	2 221	3 096 195	12 811	14 345
2035	93 548	2 627	583	6 119	21 144	115 000	1 123 204	667 616	981 872	17 581	2 188	3 031 481	12 252	13 292
2036	95 419	2 626	594	6 242	19 993	115 000	1 062 062	655 302	928 424	17 933	2 123	2 905 718	11 721	12 322
2037	97 327	2 624	606	6 367	18 737	115 000	995 348	602 096	870 104	18 292	2 058	2 728 557	10 978	11 322
2038	99 273	2 676	618	6 494	17 581	115 000	933 946	553 876	816 429	18 657	2 058	2 566 609	10 658	10 415
2039	101 259	2 673	631	6 624	16 516	115 000	877 360	538 455	282 565	19 031	1 992	1 962 105	9 990	9 592
2040	103 284	2 726	643	6 756	15 533	115 000	825 140	496 478	721 314	19 411	1 992	2 308 278	8 078	8 844
2041	105 350	2 722	656	6 891	14 624	115 000	776 886	482 398	750 619	19 799	1 927	2 276 873	7 868	8 164
2042	107 457	2 716	669	7 029	13 784	115 000	732 236	445 757	707 478	20 195	1 862	2 154 183	7 634	7 544
2043	109 606	2 770	683	7 170	13 005	115 000	690 863	412 325	667 504	20 599	1 862	2 041 386	7 503	6 978
2044	111 798	2 763	696	7 313	12 282	115 000	652 475	381 779	630 415	21 011	1 796	1 937 329	7 291	6 461
2045	114 034	2 690	710	7 460	11 611	115 000	616 809	353 833	595 954	21 431	1 666	1 841 199	7 051	5 988
2046	116 315	2 711	725	7 609	10 986	115 000	583 628	377 469	590 747	21 860	1 633	1 828 681	6 889	5 555
2047	142 369	2 732	739	7 761	10 405	115 000	552 716	350 467	559 458	22 297	1 600	1 765 543	6 748	5 157
2048	145 217	2 685	754	7 916	9 862	115 000	523 880	325 669	530 271	22 743	1 502	1 685 498	6 547	4 792
2049	148 121	2 738	769	8 074	9 372	115 000	497 871	303 432	503 944	23 198	1 502	1 614 022	6 471	4 465
2050	151 083	2 652	784	8 236	8 601	115 000	456 898	308 609	483 492	23 662	1 372	1 560 389	4 933	4 017
2051	154 105	2 669	800	8 401	7 894	115 000	419 364	277 703	443 774	24 135	1 339	1 455 184	3 546	3 615
2052	157 187	2 759	816	8 569	7 247	115 000	384 975	249 932	407 383	24 618	1 339	1 359 824	3 461	3 254
2053	160 331	2 776	832	8 740	6 654	115 000	353 460	224 972	374 034	25 110	1 274	1 273 183	3 310	2 929
2054	163 537	2 870	849	8 915	5 174	115 000	274 847	191 296	178 136	25 613	914	967 152	2 779	2 233
2055	166 808	2 889	866	9 093	4 776	115 000	253 712	173 123	153 825	26 125	914	907 131	2 693	2 021
2056	170 144	2 986	883	9 275	4 409	115 000	234 201	156 676	80 784	26 647	914	801 920	2 670	1 829
2057	173 547	3 005	901	9 460	4 070	115 000	216 191	156 460	18 668	27 180	914	725 398	2 608	1 655
Итого 2023-2057	3 976 417	91 888	22 974	241 229	374 837	4 025 000	32 943 001	20 038 353	26 574 540	693 059	64 438	89 045 735	332 251	399 906
2058	177 018	3 107	919	9 650	3 757	115 000	199 566	141 596	100 728	27 724	914	779 979	2 599	1 498
2059	180 559	2 577	937	9 843	3 468	115 000	184 219	128 145	60 805	28 278	914	714 745	2 230	1 355
Итого 2023-2059	4 33													

4.2.3. Экономические показатели эффективности реализации проекта

Эффективность проекта оценивалась системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, соответствующих требованиям органов Республики Казахстан и принятой мировой практики.

Для оценки проекта использовались следующие основные показатели эффективности:

- чистая прибыль (прибыль валовая за минусом налоговых отчислений, выплачиваемых из прибыли);
- денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами полученными и произведенными в рамках действия Контракта на недропользование;
- дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - (NPV) при норме дисконта равной 10-ти %;
- внутренняя норма доходности или внутренняя норма прибыли (IRR или ВНП) – внутренней нормой доходности называется такое положительное число, что при норме дисконта = ВНП, чистый дисконтированный доход проекта обращается в ноль, при всех больших значениях нормы дисконта - NPV отрицателен, при всех меньших значениях NPV положителен. Если не выполнено хотя бы одно из этих условий, считается, что ВНП не существует;
- удельные показатели по затратам.

Расчет показателей эффективности производился:

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта 2023 году, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Приведение делалось для того, чтобы, при вычислении значений интегральных показателей (IRR, NPV) исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящее из-за инфляции) изменения в структуре цен. При выборе дифференцированной ставки процента (дисконктной) в процессе дисконтирования потока инвестиционного проекта учитывались следующие факторы:

- темп инфляции (или премии за инфляцию);
- премии за риск;

- премии за низкую ликвидность проекта.

Для данного проекта ставка дисконта принята на уровне 10%. Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности приведены в таблицах 4.2.3.1-4.2.3.2 и в приложениях 21, 22, 29, 30.

Таблица 4.2.3.1 - Расчет чистой прибыли в тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту

Год	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2023	4 239 949	4 239 949	847 990	3 560 176	95 608	3 464 568
2024	3 963 381	3 963 381	792 676	3 057 889	23 346	3 034 543
2025	3 668 433	3 668 433	733 687	2 808 874	0	2 808 874
2026	3 518 448	3 518 448	703 690	2 538 059	0	2 538 059
2027	3 460 436	3 460 436	692 087	2 193 154	0	2 193 154
2028	3 580 347	3 580 347	716 069	1 987 385	0	1 987 385
2029	3 446 031	3 446 031	689 206	1 781 669	0	1 781 669
2030	3 284 932	3 284 932	656 986	1 597 988	0	1 597 988
2031	3 168 630	3 168 630	633 726	1 480 486	0	1 480 486
2032	3 004 634	3 004 634	600 927	1 350 496	0	1 350 496
2033	2 814 254	2 814 254	562 851	1 211 035	0	1 211 035
2034	2 669 542	2 669 542	533 908	1 114 193	0	1 114 193
2035	2 420 797	2 420 797	484 159	944 220	0	944 220
2036	2 258 102	2 258 102	451 620	849 785	0	849 785
2037	2 142 548	2 142 548	428 510	791 144	0	791 144
2038	1 947 667	1 947 667	389 533	679 466	0	679 466
2039	2 272 037	2 272 037	454 407	1 006 646	0	1 006 646
2040	1 645 645	1 645 645	329 129	845 366	0	845 366
2041	1 422 001	1 422 001	284 400	663 262	0	663 262
2042	1 319 873	1 319 873	263 975	575 561	0	575 561
2043	1 203 908	1 203 908	240 782	479 171	0	479 171
2044	1 115 331	1 115 331	223 066	404 690	0	404 690
2045	1 042 195	1 042 195	208 439	343 383	0	343 383
2046	879 167	879 167	175 833	213 767	0	213 767
2047	778 970	778 970	155 794	132 436	0	132 436
2048	723 046	723 046	144 609	85 581	0	85 581
2049	646 269	646 269	129 254	24 690	0	24 690
2050	498 581	498 581	99 716	163 687	0	163 687
2051	406 558	406 558	81 312	331 673	0	331 673
2052	303 277	303 277	60 655	248 595	0	248 595
2053	220 845	220 845	44 169	181 989	0	181 989
2054	142 401	142 401	28 480	118 368	0	118 368
2055	86 211	86 211	17 242	74 810	0	74 810
2056	73 376	73 376	14 675	63 967	0	63 967
2057	50 898	50 898	10 180	45 470	0	45 470
Итого 2023-2057	64 418 724	64 418 724	12 883 745	33 949 132	118 954	33 830 179
2058	0	0	0	-102 436	0	-102 436
2059	0	0	0	-15 009	0	-15 009
Итого 2023-2059	64 418 724	64 418 724	12 883 745	33 831 687	118 954	33 712 733

Таблица 4.2.3.2 - Расчет потоков денежной наличности в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге

Год	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНП (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость дисконт %)		
					5,00%	10,00%	15,00%
1	2	3	4	5	6	7	8
2023	3 464 568	4 077 623	4 077 623	45,5%	3 883 451	3 706 930	3 545 759
2024	3 034 543	3 921 040	7 998 663	45,5%	3 556 499	3 240 529	2 964 870
2025	2 808 874	3 585 628	11 584 292	43,5%	3 097 401	2 693 936	2 357 609
2026	2 538 059	3 829 729	15 414 021	43,2%	3 150 728	2 615 757	2 189 660
2027	2 193 154	3 721 863	19 135 884	43,4%	2 916 177	2 310 984	1 850 424
2028	1 987 385	3 550 809	22 686 692	44,0%	2 649 668	2 004 339	1 535 113
2029	1 781 669	3 254 753	25 941 446	44,1%	2 313 092	1 670 203	1 223 582
2030	1 597 988	2 990 153	28 931 598	44,1%	2 023 853	1 394 928	977 486
2031	1 480 486	2 795 693	31 727 292	44,0%	1 802 129	1 185 647	794 711
2032	1 350 496	2 595 323	34 322 615	43,8%	1 593 303	1 000 610	641 524
2033	1 211 035	2 393 292	36 715 908	43,6%	1 399 309	838 834	514 422
2034	1 114 193	2 237 794	38 953 702	43,4%	1 246 087	713 030	418 260
2035	944 220	2 010 193	40 963 894	43,1%	1 066 048	582 281	326 713
2036	849 785	1 863 607	42 827 502	42,7%	941 248	490 746	263 381
2037	791 144	1 755 169	44 582 670	42,4%	844 266	420 173	215 701
2038	679 466	1 587 747	46 170 417	42,1%	727 365	345 540	169 674
2039	1 006 646	1 843 372	48 013 789	46,7%	804 257	364 701	171 297
2040	845 366	1 335 051	49 348 840	32,7%	554 741	240 121	107 879
2041	663 262	1 155 544	50 504 384	29,1%	457 288	188 941	81 195
2042	575 561	1 068 818	51 573 203	28,5%	402 826	158 873	65 305
2043	479 171	972 428	52 545 631	27,3%	349 046	131 405	51 666
2044	404 690	898 962	53 444 593	26,4%	307 310	110 434	41 533
2045	343 383	838 578	54 283 171	25,9%	273 017	93 651	33 689
2046	213 767	706 806	54 989 977	22,6%	219 158	71 759	24 692
2047	132 436	625 676	55 615 653	20,8%	184 764	57 747	19 007
2048	85 581	580 236	56 195 889	20,2%	163 186	48 685	15 327
2049	24 690	518 311	56 714 201	18,8%	138 829	39 536	11 906
2050	163 687	399 798	57 113 999	15,2%	101 986	27 723	7 985
2051	331 673	314 338	57 428 337	12,9%	76 367	19 816	5 460
2052	248 595	237 616	57 665 953	10,4%	54 979	13 617	3 589
2053	181 989	159 938	57 825 891	7,4%	35 244	8 333	2 100
2054	118 368	41 972	57 867 863	2,4%	8 809	1 988	479
2055	74 810	63 489	57 931 353	4,0%	12 690	2 734	630
2056	63 967	53 695	57 985 048	3,6%	10 221	2 102	464
2057	45 470	36 154	58 021 202	2,6%	6 554	1 287	271
Итого 2023-2057	33 830 179	58 021 202	58 021 202	35,6%	37 371 897	26 797 918	20 633 361
2058	-102 436	-110 884	57 910 319	-7,8%	-19 145	-3 587	-724
2059	-15 009	-22 668	57 887 651	-1,8%	-3 727	-667	-129
Итого 2023-2059	33 712 733	57 887 651	57 887 651	-5,0%	37 349 024	26 793 665	20 632 508

4.2.4. Бюджетная эффективность проекта

Анализ бюджетной эффективности инвестиционного проекта показывает влияние результатов осуществляемого проекта на доходы и расходы бюджета Республики Казахстан. В качестве основного показателя доходов государства от реализуемого проекта

принимается бюджетный эффект, который выражается в увеличении бюджетных доходов или снижении бюджетных расходов в результате реализации проекта.

Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности, является Налоговый кодекс РК. Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет. Величина нормативов определена в соответствии с Налоговым кодексом РК, действующим на 01.01.2023 год. Все налоговые обязательства недропользователя рассчитываются и уплачиваются в национальной валюте тенге.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- НДС, при реализации продукции на внутреннем рынке - 12% от облагаемого оборота. Предполагается, что возмещение налога на добавленную стоимость (НДС) из бюджета государства производится за счет всех налогов, уплачиваемых предприятием в бюджет РК;
- налоги и сборы, зависящие от фонда оплаты труда: обязательные выплаты в фонд государственного социального страхования (социальный налог), обязательного медицинского страхования и Пенсионный Фонд, ИПН у источника;
- налог на имущество – 1,5% от среднегодовой остаточной стоимости основных фондов (балансовая стоимость с вычетом износа оборудования);
- НДПИ – в соответствии с налоговым законодательством выплачивается в зависимости от уровня годовой добычи за каждый отдельный год деятельности по скользящей шкале ставок от стоимости добываемых углеводородов, исчисленной по средневзвешенной цене их реализации без учета косвенных налогов;
- рентный налог на экспортную сырью нефть начислен по скользящей шкале ставок, согласно НК РК;
- экспортная таможенная пошлина – по шкале от курса продаж.
- корпоративный подоходный налог - 20% от налогооблагаемого дохода;

Налог на сверхприбыль начислен в процентах к размеру, превышающему 25% отношения чистого дохода к вычетам и т.д. Результаты расчета бюджетной эффективности представлены в таблицах 4.2.4.1-4.2.4.2.

Таблица 4.2.4.1. - Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге

Год	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на 1 тн нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
	1	2				
2023	7 984 496	101 053	4 408 165	822 348	8 152 713	4 239 949
2024	8 020 843	108 090	3 850 565	773 681	7 908 027	3 963 381
2025	8 054 561	113 334	3 542 561	927 496	7 928 689	3 668 433
2026	8 330 963	119 820	3 241 749	1 045 652	8 054 264	3 518 448
2027	8 524 856	126 843	2 885 242	953 515	7 949 662	3 460 436
2028	8 328 169	130 731	2 703 454	686 531	7 451 276	3 580 347
2029	7 942 932	134 722	2 470 876	497 928	6 967 776	3 446 031
2030	7 581 493	138 862	2 254 975	362 207	6 551 536	3 284 932
2031	7 164 116	141 893	2 114 212	260 789	6 109 697	3 168 630
2032	6 804 802	145 669	1 951 422	191 616	5 751 591	3 004 634
2033	6 493 700	150 169	1 773 885	141 889	5 453 331	2 814 254
2034	6 161 932	153 862	1 648 101	102 160	5 140 490	2 669 542
2035	5 952 989	160 423	1 428 380	73 555	4 960 571	2 420 797
2036	5 678 155	165 062	1 301 406	57 125	4 721 459	2 258 102
2037	5 321 472	168 363	1 219 654	41 130	4 398 577	2 142 548
2038	5 068 609	174 324	1 069 000	29 614	4 189 941	1 947 667
2039	4 304 680	160 751	1 461 054	25 742	3 493 697	2 272 037
2040	4 248 066	172 050	1 174 495	18 534	3 776 916	1 645 645
2041	4 157 784	182 429	947 662	17 944	3 683 445	1 422 001
2042	3 972 475	188 626	839 535	12 919	3 492 137	1 319 873
2043	3 820 165	196 102	719 952	9 302	3 336 209	1 203 908
2044	3 660 086	202 917	627 757	6 697	3 172 511	1 115 331
2045	3 501 631	209 464	551 822	4 822	3 011 258	1 042 195
2046	3 445 788	222 200	389 601	3 472	2 956 221	879 167
2047	3 344 010	232 251	288 230	2 500	2 853 270	778 970
2048	3 212 550	240 110	230 191	1 800	2 719 694	723 046
2049	3 117 868	250 111	153 944	1 296	2 625 543	646 269
2050	2 739 141	244 223	263 403	933	2 503 963	498 581
2051	2 342 896	232 142	412 984	672	2 349 323	406 558
2052	2 220 629	244 476	309 250	484	2 226 603	303 277
2053	2 096 612	256 431	226 158	348	2 101 925	220 845
2054	1 659 298	266 211	146 848	251	1 663 745	142 401
2055	1 575 193	279 246	92 052	181	1 581 034	86 211
2056	1 460 384	286 069	78 642	130	1 465 649	73 376
2057	1 365 016	295 456	55 650	94	1 369 768	50 898
Итого 2023-2057	169 658 358	151 963	46 832 877	7 075 357	152 072 511	64 418 724
2058	1 413 844	338 149	-102 436	67	1 418 135	0
2059	1 225 561	323 887	-15 009	49	1 229 439	0
Итого 2023-2059	172 297 763	153 234	46 715 432	7 075 473	154 720 085	64 418 724

Таблица 4.2.4.2 - Расчет дохода от реализации продукции и бюджетной эффективности 2 варианта разработки, тыс. тенге

Год	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс.тенге												Дисконтированный доход РК при		
	Социальный налог	ИПН	Экспортная таможенная пошлина на нефть	Налог на имущество	Аренда земельных участков	Рентный налог на экспорт	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммарный доход РК				
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	
2023	22 590	20 536	1 087 048	113 065	46	1 388 185	455 511	2 123	847 990	95 608	4 032 701	3 840 668	3 666 092	3 506 697	
2024	23 523	21 384	1 099 439	112 652	47	1 329 796	435 944	2 188	792 676	23 346	3 840 996	3 483 896	3 174 377	2 904 345	
2025	24 729	22 481	1 052 977	116 017	48	1 299 071	425 481	2 286	733 687	0	3 676 778	3 176 139	2 762 418	2 417 541	
2026	25 975	23 613	1 030 158	123 357	49	1 296 337	424 204	2 384	703 690	0	3 629 767	2 986 218	2 479 179	2 075 331	
2027	27 005	24 550	1 066 894	124 114	50	1 278 122	417 874	2 450	692 087	0	3 633 144	2 846 664	2 255 897	1 806 315	
2028	27 284	24 804	1 011 279	113 486	51	1 235 727	403 663	2 417	716 069	0	3 534 780	2 637 708	1 995 291	1 528 183	
2029	27 565	25 059	935 926	98 014	52	1 239 429	380 732	2 384	689 206	0	3 398 366	2 415 156	1 743 899	1 277 572	
2030	28 116	25 560	924 485	83 920	53	1 170 716	359 325	2 384	656 986	0	3 251 545	2 200 773	1 516 870	1 062 936	
2031	28 126	25 569	854 929	70 960	54	1 104 288	338 659	2 319	633 726	0	3 058 628	1 971 619	1 297 157	869 453	
2032	28 406	25 824	791 002	59 158	55	1 042 148	319 346	2 286	600 927	0	2 869 151	1 761 410	1 106 182	709 210	
2033	28 687	26 079	777 980	48 456	56	983 992	301 287	2 254	562 851	0	2 731 642	1 597 134	957 424	587 148	
2034	28 967	26 334	720 514	38 579	57	929 536	284 393	2 221	533 908	0	2 564 510	1 428 015	817 132	479 325	
2035	29 248	26 589	667 616	29 476	58	981 872	268 580	2 188	484 159	0	2 489 787	1 320 387	721 203	404 660	
2036	29 223	26 566	655 302	21 363	60	928 424	253 771	2 123	451 620	0	2 368 452	1 196 229	623 687	334 730	
2037	29 185	26 532	602 096	14 073	61	870 104	237 657	2 058	428 510	0	2 210 274	1 063 180	529 122	271 630	
2038	29 768	27 062	553 876	7 405	62	816 429	222 836	2 058	389 533	0	2 049 029	938 684	445 928	218 969	
2039	29 716	27 015	538 455	1 831	63	282 565	209 188	1 992	454 407	0	1 545 233	674 180	305 716	143 592	
2040	30 311	27 555	496 478	0	64	721 314	196 601	1 992	329 129	0	1 803 444	749 368	324 365	145 728	
2041	30 243	27 494	482 398	0	66	750 619	184 979	1 927	284 400	0	1 762 126	697 333	288 122	123 816	
2042	30 161	27 419	445 757	0	67	707 478	174 232	1 862	263 975	0	1 650 951	622 226	245 403	100 874	
2043	30 764	27 967	412 325	0	68	667 504	164 280	1 862	240 782	0	1 545 552	554 764	208 851	82 116	
2044	30 665	27 877	381 779	28	70	630 415	155 053	1 796	223 066	0	1 450 748	495 938	178 219	67 025	
2045	29 820	27 109	353 833	268	71	595 954	146 486	1 666	208 439	0	1 363 645	443 964	152 289	54 784	
2046	30 044	27 313	377 469	500	73	590 747	138 520	1 633	175 833	0	1 342 131	416 152	136 261	46 886	
2047	30 266	27 514	350 467	640	74	559 458	131 104	1 600	155 794	0	1 256 916	371 171	116 008	38 182	
2048	29 710	27 009	325 669	868	75	530 271	124 191	1 502	144 609	0	1 183 905	332 962	99 336	31 273	
2049	30 304	27 550	303 432	1 065	77	503 944	117 957	1 502	129 254	0	1 115 085	298 674	85 056	25 613	
2050	29 300	26 637	308 609	1 314	79	483 492	108 188	1 372	99 716	0	1 058 707	270 069	73 414	21 146	
2051	29 476	26 796	277 703	1 609	80	443 774	99 245	1 339	81 312	0	961 334	233 553	60 602	16 697	
2052	30 484	27 713	249 932	1 737	82	407 383	91 056	1 339	60 655	0	870 382	201 387	49 880	13 145	
2053	30 667	27 879	224 972	1 906	83	374 034	86 976	1 274	44 169	0	791 960	174 516	41 260	10 401	
2054	31 716	28 833	191 296	2 576	85	178 136	67 546	914	28 480	0	529 582	111 141	25 082	6 048	
2055	31 906	29 005	173 123	3 160	87	153 825	62 273	914	17 242	0	471 535	94 247	20 303	4 683	
2056	32 997	29 997	156 676	3 241	88	80 784	57 414	914	14 675	0	376 787	71 723	14 748	3 254	
2057	33 195	30 177	156 460	3 314	90	18 668	52 934	914	10 180	0	305 933	55 463	10 886	2 297	
Итого 2023-2057	1 020 140	927 400	20 038 353	1 198 151	2 300	26 574 540	7 897 486	64 438	12 883 745	118 954	70 725 506	41 732 709	28 527 661	21 391 605	
2058	34 330	31 209	141 596	3 381	92	100 728	48 806	914	0	0	361 057	62 339	11 680	2 358	
2059	28 282	25 711	128 145	3 441	94	60 805	14 315	914	0	0	261 707	43 034	7 696	1 486	
Итого 2023-2059	1 082 753	984 321	20 308 093	1 204 974	2 486	26 736 072	7 960 606	66 267	12 883 745	118 954	71 348 269	41 838 082	28 547 037	21 395 449	

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

На основе расчетов динамики добычи нефти и технико-экономической оценки по основным вариантам разработки были определены расчетные КИН за экономически рентабельный период эксплуатации месторождения.

Значения расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр по вариантам 1, рекомендуемому варианту 2 и 3 приведены в таблице 4.3.1. Как видно из таблицы, варианты 2 и 3 дают увеличение КИН по сравнению с базовым вариантом 1. При сформировавшейся на сегодня системе разработки и применяемых технологиях добычи нефти достигаемый КИН в целом по месторождению составит 0,255 д.ед. Увеличение КИН по варианту 2 на 7% по сравнению с вариантом 1 обусловлено увеличением коэффициента сетки K_1 за счет бурения скважин и вовлечения дополнительных запасов нефти в активную разработку. Достигаемый КИН по данному варианту составит 0,278 д.ед.

Рекомендуемый для определения оптимальных КИН вариант разработки эксплуатационных объектов месторождения Северо-Западный Кызылкия в соответствии с результатами технико-экономического анализа – это 2 вариант

Таблица 4.3.1– Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения нефти

Объект эксплуатации	Свод	Варианты разработки	Утвержденные		Расчетные		
			КИН, д.ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	
1	2	3	4	5	9	10	
I	Запад	1	0,264	2194	0,233	1936,4	
		2			0,264	2194,1	
		3			0,262	2174,2	
II	Восток	1	0,297	1713	0,286	1647,9	
		2			0,297	1713,3	
		3			0,297	1713,5	
По месторождению в целом		1	0,278	3907	0,255	3584,2	
		2			0,278	3907,4	
		3			0,276	3887,6	

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Были рассмотрены технико-экономические показатели 3 вариантов разработки.

По первому варианту разработки месторождения расчетный период составляет 33 года. Рентабельный период-25 лет. Первый вариант является базовый и вводится в эксплуатацию 1 вертикальная добывающая скважина. За проектный период суммарная добыча нефти составит 793,3 тыс.т. нефти и достигается КИН 25,5%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5, 10, 15%, составят за рентабельный период после налогообложения, соответственно: 26 637,5 млн.тенге, 20 557,0 млн.тенге и 16 621,7 млн.тенге. Капитальные вложения составят 1 040,3 млн.тенге. Суммарные поступления, за 25 лет рентабельного периода составят 145 068,2 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны составит 136 874,4 тенге.

По третьему варианту разработки месторождения вводится в действие 14 новых вертикальных добывающих скважин плюс (+) НПАВ. Расчетный период составляет 34 года, а прибыльный период составляет – 28 лет, в котором будет добыто 1 096,7 тыс.т. нефти. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5, 10, 15%, составят за рентабельный период после налогообложения, соответственно: 36 423,6 млн.тенге, 26 344,9 млн.тенге и 20 316,7 млн.тенге. Капитальные вложения наибольшие и составят 10 002,4 млн.тенге. Суммарные поступления, за 28 лет рентабельного периода составят 207 690,0 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны нефти составит 159 430,5 тенге.

По второму рекомендуемому варианту разработки месторождения предполагается бурение 7 новых добывающих скважин. Расчетный период составляет 37 лет, а прибыльный период составляет 35 лет. Суммарные поступления за 35 лет рентабельного периода составят 216 493,5 млн.тенге. За этот период будет добыто 1 116,4 тыс.т. нефти и достигается КИН- 27,8%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5, 10, 15%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения 37 371,8 млн.тенге; 26 797,9 млн.тенге и 20 633,3 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны составит 151 965,2 тенге. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 27,8%. Индекс доходности компании по 2 варианту положительный ($PI=7,6$ при дисконте 15%), что указывает на экономически

привлекательный вариант. По сравнению с рассмотренными вариантами разработки месторождения, данный вариант имеет наиболее привлекательные показатели.

Таким образом, 2 вариант с точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, что наглядно видно на рис.5.1.1.-5.1.2. В связи с этим данный вариант рекомендован к реализации.

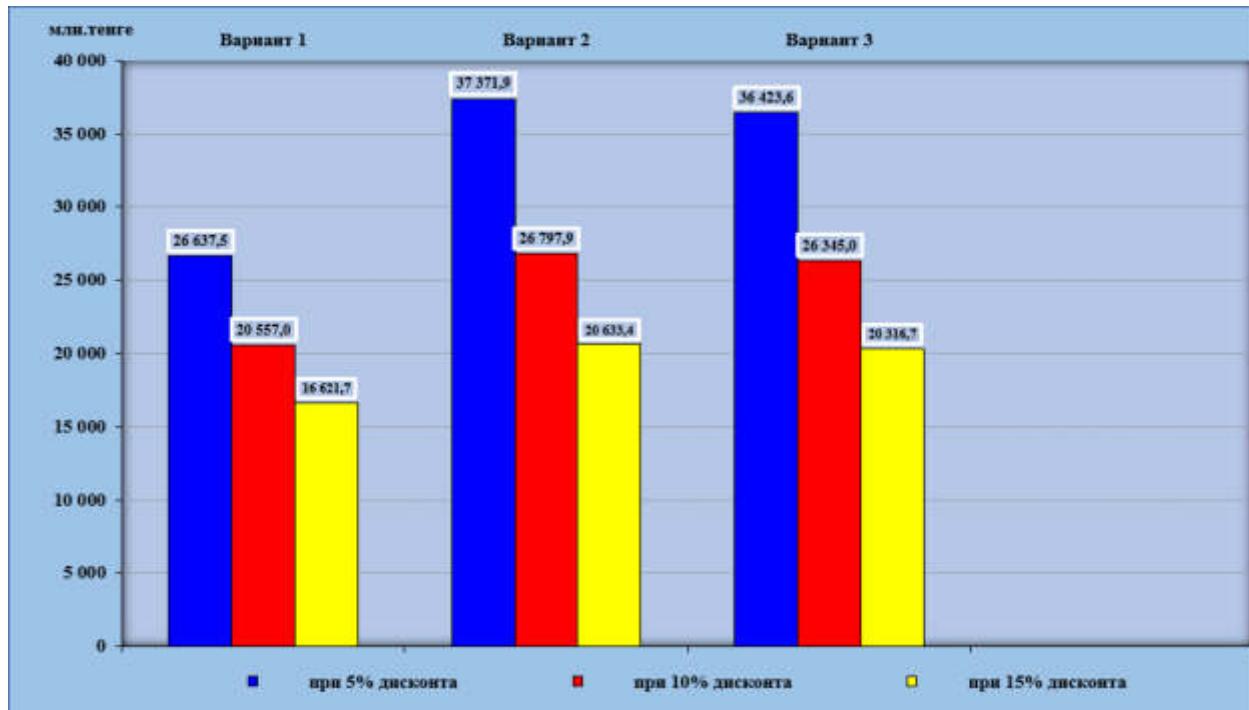


Рисунок 5.1.1 - Чистые дисконтированные поступления при ставках дисконта 5, 10, 15%, по вариантам за проектный рентабельный период

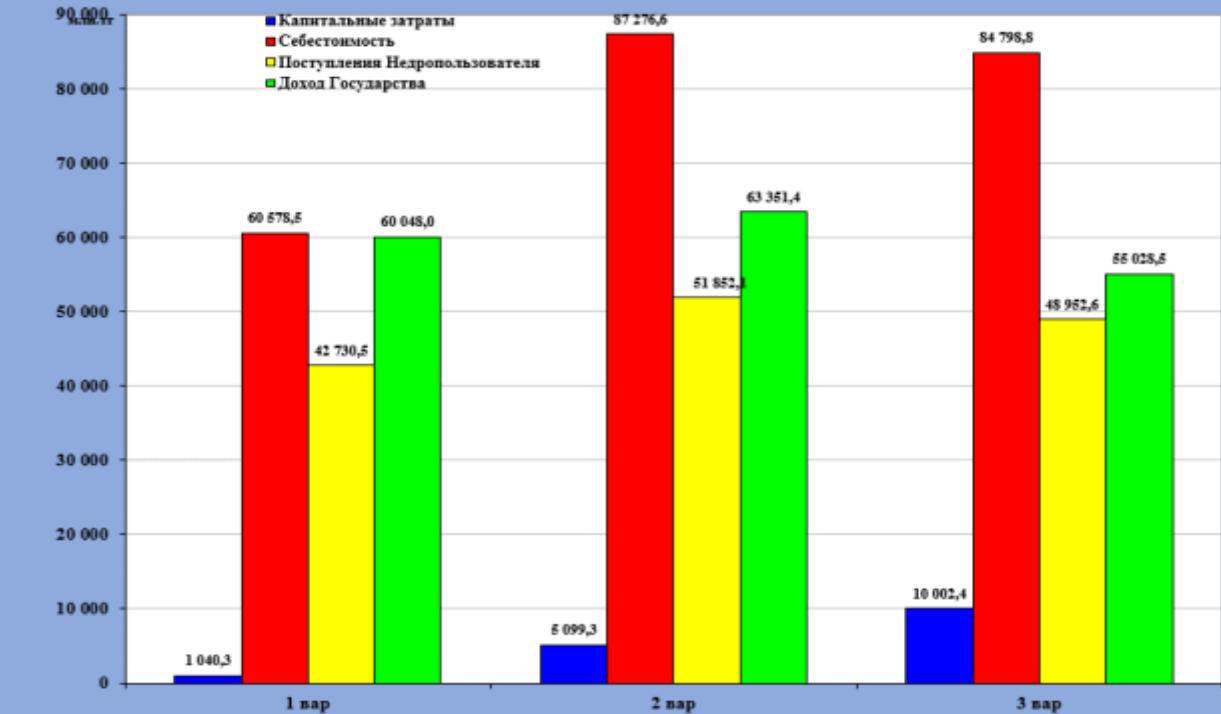


Рисунок 5.1.2 - Сравнение экономических показателей по вариантам за проектный рентабельный период

Полученные результаты расчетов экономических показателей проекта приведены в таблице 5.1.1. Таблица 5.1.1 - Технико-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2 (рекомендуемый)		Вариант 3	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	Итого 2023-2055 (33 лет)	Итого 2023-2047 (25 лет)	Итого 2023-2059 (37 лет)	Итого 2023-2057 (35 лет)	Итого 2023-2056 (34 лет)	Итого 2023-2050 (28 лет)
2	Ввод добывающих скважин, шт.	1	1	7	7	14	14
3	Выбытие скважин, шт.	59	38	57	57	62	46
4	Суммарная добыча нефти, тыс.т	828,0	793,3	1 124,4	1 116,4	1 122,8	1 096,7
5	Добыча газа попутного, млн.м ³	91,201	87,327	124,101	123,226	123,920	121,063
6	Добыча жидкости, тыс.т	18 844,2	17 262,1	21 074,7	20 881,6	21 520,2	20 915,9
7	Закачка воды, тыс.м ³	17 365	15 988	19 234	19 101	21 188	20 592
8	Суммарная продажа нефти, тыс.т	810,6	776,6	1 100,8	1 093,0	1 099,2	1 073,7
9	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	154 513,2	145 068,2	219 015,7	216 493,5	215 101,6	207 690,0
10	Эксплуатационные затраты, без амортизации, млн.тенге	111 126,8	98 767,4	147 647,1	144 999,5	148 759,9	140 021,9
	- прямые затраты	37 970,0	32 603,3	46 283,5	45 269,0	48 909,4	45 683,5
	- налоги и платежи, относимые на вычеты	40 785,4	37 744,8	57 596,5	57 029,7	57 168,5	54 709,5
	- расходы периода	32 371,4	28 419,3	43 767,1	42 700,7	42 682,1	39 629,0
	в т.ч. налоговые платежи от ФОТ АУП	639,2	444,0	749,1	693,1	665,9	513,6
11	Эксплуатационные затраты с учетом амортизации, млн.тенге	122 152,6	108 583,1	172 300,2	169 660,7	183 587,5	174 851,3
12	Средние общие затраты на 1 т нефти, тенге/т, с учетом амортизации	147 521,4	136 874,4	153 236,2	151 965,2	163 515,8	159 430,5
13	Капитальные вложения (без НДС), млн.тенге	1 165,5	1 040,3	5 099,3	5 099,3	10 096,1	10 002,4
	- в строительство скважин	1 098,4	973,2	4 605,6	4 605,6	8 963,4	8 869,7
	- в нефтепромысловое строительство	67,1	67,1	493,7	493,7	1 132,7	1 132,7
14	Удельные капитальные вложения, тенге/т	1 407,6	1 311,3	4 535,1	4 567,5	8 992,2	9 120,2
15	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	43 169,3	43 169,3	64 418,7	64 418,7	55 629,5	55 624,8
16	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	8 633,9	8 633,9	12 883,7	12 883,7	11 125,89	11 124,95
17	Налог на сверхприбыль, млн.тенге	813,4	813,4	119,0	119,0	109,2	109,2
18	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10 %, млн.тенге	20 392,4	20 557,0	26 793,7	26 797,9	26 278,7	26 345,0
19	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR), %	-23,3%	33,7%	-5,0%	35,6%	-16,1%	34,2%
20	Накопленный поток денежной наличности, млн.тенге	33 898,1	36 812,5	57 887,7	58 021,2	53 686,3	55 109,1
21	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	50 871,8	47 636,1	71 348,3	70 725,5	62 690,8	60 349,7
22	Коэффициент извлечения нефти КИН, %	25,7%	25,5%	27,8%	27,8%	27,8%	27,6%

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

По состоянию на 01.01.2023 г. эксплуатационный фонд скважин месторождения Северо-Западный Кызылкия насчитывает 50 единиц. 47 скважины в действующем добывающем фонде, из них 3 скважины (116, 209, 221) в простое в ожидании ремонта. Скважина 102 находится в бездействующем фонде, 2 скважины (241D и 242) - в ожидании обустройства после бурения. Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин составляет 17 единиц, из них 16 скважин действующего фонда, скважина 51 - в бездействующем фонде.

20 скважин эксплуатируются механизированным способом с использованием штанговых глубинных насосов (СШНУ), 24 скважины – с использованием электроцентробежных насосов (УЭЦН).

По результатам анализа технологических условий эксплуатации скважин, учитывая физико-химические свойства добываемой продукции можно сделать вывод, что дальнейшая эксплуатация месторождения будет осуществляться механизированным способом.

Эксплуатация скважин, оборудованных штанговыми глубиннонасосными установками (СШНУ)

По состоянию на 01.01.2023 г. 20 скважин оборудованы для эксплуатации с использованием СШНУ, из них 17 скважин разрабатывают I объект, 1 скважина – II объект, 1 скважина – III объект.

На скважине 110 для подъема жидкости на поверхность используется скважинный насос с условным диаметром 57 мм типа ТНМ производства ДОАО «Сураханский машиностроительный завод (г.Баку).

На остальных скважинах используются скважинные насосы вставного исполнения с неподвижным цилиндром диаметром 38 и 44 мм, толстостенные с механическим типом крепления марки RHBM и RHAM (производства ПАО «Ижнефтемаш») с длиной цилиндра 11-14 футов. Цилиндры насосов спущены на НКТ диаметром 73 мм, плунжеры спущены на комбинированных колоннах штанг диаметром 19 и 22 мм. Материал штанг - сталь 40 нормализованная с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ и сталь 20H2M нормализованная.

Все насосы спущены в скважины выше верхних отверстий интервала перфорации от 3,6 м (скважина 208) до 352 м (скважина 218).

На скважинах 33, 42, 117, 205, 215 отмечается нормальная работа насоса (КПД составляет от 0,6 до 0,9 д.ед.).

Коэффициенты подачи ниже 0,6, отмечающиеся на всех остальных скважинах, могут характеризовать работу насоса с утечкой. В дальнейшем в скважинах с низкими К_{под} рекомендуется провести динамографические исследования, по результатам наметить ПРС по смене насоса.

Характеристика работы скважин, оборудованных СШНУ, представлена в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Характеристика работы насосных установок СШНУ, применяемых на месторождении

Объект	Диаметр насосами, мм	№ скв	Параметры работы скважин (по состоянию на 01.01.2023 г.)				
			дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	% воды	Число качаний, об/мин	Длина хода, мм
I	38	40, 48, 54, 104, 109, 203, 205, 208, 211, 216, 218	0,4-7,6	4,7-12,4	1,2-91,1	3,0-6,0	2000-3000
	44	114, 117, 200, 210, 215	3,7-6,6	4,4-12,1	9,0-64,7	1,0-5,0	2000-6000
	57	110	5,8	11,0	47,2	4,0	3000
II	44	42, 232	3,8-11,4	23,4-16,1	83,8-29,0	4,5-5,0	2100-3000
III	38	33	0,5	3,0	81,7	5,5	2400

I объект разрабатывают 17 скважин, снабжённые штанговыми глубиннонасосными установками диаметром 38, 44 и 57 мм. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2023 г. колеблется от 0,4 т/сут до 7,6 т/сут, жидкости – от 4,4 т/сут до 12,4 т/сут, обводнённость – от 1,2% до 91,1%. Установки работают с числом качаний от 1,0 до 6,0 об/мин, длиной хода от 2000 до 6000 мм.

II объект разрабатывают 2 скважины, в которые спущены насосы диаметром 44 мм. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2023 г. колеблется от 3,8 т/сут до 11,4 т/сут, жидкости – от 16,1 т/сут до 23,4 т/сут, обводнённость – от 29,0% до 83,8%. Установки работают с числом качаний от 2,1 до 3,0 об/мин, длиной хода 3000 мм.

III объект разрабатывает 1 скважину, в которую спущен насос диаметром 38 мм. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2023 г. составляет 0,5 т/сут, жидкости – 3,0 т/сут, обводнённость – 81,7%. Установка работает с числом качаний 5,5 об/мин, длиной хода 2400 мм.

Для обеспечения значений проектных дебитов жидкости могут быть использованы применяемые на месторождении штанговые глубиннонасосные установки.

Эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН)

С использованием УЭЦН на 01.01.2023 г. работают 24 скважин, из них 10 скважин разрабатывают I объект и 14 скважин – II объект.

Устье скважин электроцентробежных установок оборудовано станцией управления изменением скорости вращения при изменении условий внутри скважины (снижение или увеличение уровня жидкости в скважине), трансформатором, прибором замера давления и температуры, который обеспечивает точную цифровую индикацию этих условий.

При спуске УЭЦН на месторождении Северо-Западный Кызылкия используется компоновка подземного оборудования, включающая в себя:

- погружной многоступенчатый центробежный насос, способный работать в широком диапазоне производительности;
- роторный газосепаратор, способный отделять до 90% свободного газа до поступления жидкости в насос;
- секция гидрозащиты, предназначенная для предохранения электродвигателя от проникновения пластовой жидкости и для выравнивания давления внутри этого электродвигателя;
- погружной электродвигатель (ПЭД).

Подъем добываемой продукции скважин ведется по НКТ диаметром 73 мм. На месторождении используются электроцентробежные насосы различных модификаций с номинальной подачей 30, 60, 80, 125 м³/сут и номинальным напором от 1400 до 1450 м.

Все насосы спущены в скважины выше верхних отверстий интервала перфорации от 24 м (скважина 118) до 160 м (скважина 128).

Характеристика работы скважин с УЭЦН, представлена в таблице 6.1.2.

Таблица 6.1.2 – Характеристика работы скважин, оборудованных УЭЦН

Объект	№ скв	Параметры работы скважин (по состоянию на 01.01.2023 г.)			Частота вращения вала* об/мин
		дебит нефти т/сут	дебит жидкости т/сут	% воды	
I	55, 105, 112, 118, 206D, 212, 213, 220, 223, 225	1,1-11,6	1,3-262,9	3,1-95,6	47-54
II	47, 56, 120, 121, 123, 127, 128, 229, 230, 231, 235, 236, 237, 238	1,9-15,8	32,8-338,1	84,5-96,9	45-52

*-из технологического режима работы добывающих скважин месторождения Северо-Западный Кызылкия

I объект разрабатывают 10 скважин, снабжённых электроцентробежными насосами. Дебит нефти по состоянию на 01.01.2023 г. колеблется от 1,1 т/сут до 11,6 т/сут,

жидкости – от 1,3 т/сут до 262,9 т/сут, обводнённость – от 3,1% до 95,6%. Насосы работают с частотой вращения вала от 47 до 54 об/мин.

II объект разрабатывают 14 скважин. Дебит нефти по состоянию на 01.01.2023 г. колеблется от 1,9 т/сут до 15,8 т/сут, жидкости – от 32,8 т/сут до 338,1 т/сут, обводнённость – от 84,5% до 96,9%. Насосы работают с частотой вращения вала от 45 до 52 об/мин.

Для обеспечения значений проектных дебитов жидкости могут быть использованы применяемые на месторождении электроцентробежные насосные установки.

Недропользователь имеет право выбора фирмы поставщика насосных установок, при этом непременным условием является выбор насоса, соответствующего условиям эксплуатации месторождения. Наиболее точный подбор типа насоса, эластомера, штанг и другого оборудования для комплектации насосных установок по каждой, отдельно взятой скважине, проводится заводом-изготовителем и согласно представленной Недропользователем характеристики месторождения и технологических параметров работы скважины.

Показатели эксплуатации скважин на проектируемый период приведены в таблице 6.1.3.

Таблица 6.1.3 – Показатели эксплуатации скважин

Способ эксплуатации	Показатели	Годы				
		2023	2024	2025	2026	2027
СШНУ УЭЦН	Ввод из бурения скважин	-	3	3	2	1
	из наблюдательного фонда	5	1	2	2	2
	Средний эксплуатационный фонд	48	50	53	56	57
	Дебит по жидкости м ³ /сут,	Максимальный	133,58	133,46	133,22	132,86
		Минимальный	22,15	22,13	22,09	22,03
		Средний	64,10	61,25	59,72	60,74
	Средняя обводненность, %		90,9	91,4	91,9	92,6
						93,5

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

В процессе разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия возможны осложнения, связанные с:

- Загрязнением нефтепромыслового оборудования, системы сбора и подготовки нефти асфальто-смол-парафиновыми отложениями (АСПО).
- Снижением дебитов во времени.
- Необходимостью повышения нефтеотдачи.

- Обводнённостью продукции скважин при выбранной системе разработки, в режиме вытеснения закачиваемой водой.
- Пескопроявлением.
- Обострением коррозионной ситуации.

Отложения АСПО

Нефти всех залежей, как меловых, так и полиозойских горизонтов месторождения Северо-Западный Кызылкия, близки по составу и свойствам. Классифицируются как легкие (плотность при 20 °С в среднем по залежам – 773-791 кг/м³), парафинистые (1,7-6,03% массовых), малосмолистые (смол – 1,9-4,05% массовых, асфальтенов – 0,06-0,17% массовых) (раздел 2). Температура застывания нефти колеблется в среднем по залежам от -2,5 до -24°С.

Смолы легко оседают на различных адсорбентах. Даже незначительное количество парафина и асфальтенов при понижении температуры переходят в дисперсное состояние, что способствует осаждению на них смол [1].

На месторождении для борьбы с образованием АСПО проводились работы, направленные на удаление уже образовавшихся отложений на поверхности оборудования.

С целью проведения профилактических мероприятий по предотвращению и удалению АСПО с подземного оборудования, применяют:

- тепловой метод (промывка скважин горячей нефтью (ОГН) в объёме 28 м³;
- тепловой метод (промывка скважин горячей водой (ОГВ) в объёме 28-30 м³;
- удаление отложений с поверхности подземного оборудования с помощью парафинорезки;
- пропарка поднятых на поверхность насосно-компрессорных труб от асфальто- смолистых отложений и песка.

Время между очистками нефтепромыслового оборудования от АСПО, характеризуется величиной межочистного периода (МОП) работы скважин.

Для определения МОП по объектам разработки проанализированы данные за период 2018-2022 гг.

На основании анализа рассчитан МОП, который достаточно высокий и в среднем по месторождению составляет 70,6 сут.

По объектам МОП составляет:

I объект – среднее значение МОП=70,8 сут.

II объект – среднее значение МОП=69,5 сут.

Интенсификация добычи нефти

С целью интенсификации добычи нефти на месторождении Северо-Западный Кызылкия проводятся работы:

- По дострелу и перестрелу существующих интервалов.
- Солянокислотные обработки (СКО).
- Гидроразрыв пласта (ГРП).
- Кислотный гидроразрыв пласта (КГРП).
- Ультразвуковые обработки.

Работы по дострелу и реперфорации

За период 2018-2022 гг. на 5-ти добывающих скважинах было проведено 6 работ по реперфорации и дострелу выше- или нижележащих пластов, в зависимости от результатов ГИС-исследований.

На скважине 212 работы по дострелу интервалов перфорации были совмещены с СКО.

В таблице 6.2.1 представлены результаты проведённых работ.

В результате проведённых работ по интенсификации добычи нефти в 4-х случаях произошло увеличение дебита нефти от 3,2 т/сут (скважина 117) до 4,7 т/сут (скважина 113), что в среднем составило 3,9 т/сут на одну успешную скважинно-операцию. На скважинах 113 и 212 в результате проведённых работ наблюдается снижение обводнённости добываемой продукции на 22,6% и 1,3% соответственно.

Продолжительность эффекта по состоянию на 01.01.2023 г. составляет в среднем 690 сут на одну успешную скважинно-операцию, причём на скважине 212 по состоянию на 01.01.2023 г. эффект продолжается.

Успешность проведённых работ составила 67%.

Солянокислотные обработки (СКО)

За период 2018-2022 гг. целью повышения продуктивности на 9-ти добывающих скважинах были проведены солянокислотные обработки с использованием 20% HCL.

На скважинах 102, 104, 110, 117 (от 06.03.2019), 114, 212 работы выполняли специалисты компании ТОО "Фрак-Джет".

На скважинах 103, 105, 117 (от 18.08.2021), 214 работы выполняли специалисты компании ТОО "Фрак-Джет".

На скважине 212 работы по СКО были совмещены с дострелом интервалов перфорации.

Результаты выполненных работ представлены в таблице 6.2.2. Успешность проведённых работ составила 100%. Прирост дебита нефти в среднем составил 3,1 т/сут на одну успешную скважинно-операцию, продолжительность эффекта по состоянию на 01.01.2023 г. – в среднем 400 сут, причём на скважинах 212, 117, 102 по состоянию на 01.01.2023 г. эффект продолжается.

Гидроразрыв пласта

В период 2017-2022 гг. на 9-ти добывающих скважинах с целью интенсификации добычи нефти проводились работы по гидроразрыву пласта с использованием жидкостей на гелиевой основе и проппанта.

Исполнителем работ на скважинах 111, 116, 208, 215, 217, 239, 242 были специалисты ТОО «СНЕС», на скважинах 200 и 240 - ТОО “Петро Велт Технолоджис Казахстан».

Технологические параметры ГРП, в том числе мощность обрабатываемых интервалов, объёмы закачанных рабочих агентов и давление разрыва, глубина установки пакера для всех проведённых скважинно-операций представлены в таблице 6.2.3.

На скважинах 215 и 239 ГРП проводился в один этап, на остальных скважинах – в 2 этапа. 1 этап — это Мини-ГРП с использованием линейного геля, 2 этап – основной ГРП.

Ниже описана технология проведения ГРП по скважинам:

Скважина 215

Закачка геля в объеме 59,9 м³ с 12 т 20/40 проппанта и 3 т 16/30 проппанта производства Fores ForeRCP при средней скорости закачки 3,0 м³/мин.

Скважина 239

Закачка геля в объеме 124,3 м³ с 20 т проппанта Боровичи 16/30 при средней скорости закачки 3,0 м³/мин.

Скважина 111

1 этап - МиниГРП при ступенчатом тестировании закачено 15,2 м³ несущей жидкости с 0,65 т проппанта 20/40 при наивысшей скорости закачки 3,0 м³/мин.

2 этап – Основной ГРП. Закачка геля в объеме 100 м³ с 30 т проппанта Боровичи 16/30 при средней скорости закачки 3,0 м³/мин.

Скважина 208

1 этап - МиниГРП при ступенчатом тестировании закачено 18,5 м³ несущей жидкости с 0,6 т проппанта 20/40 при наивысшей скорости закачки 3,5 м³/мин.

2 этап – Основной ГРП. Закачка геля в объеме 144,3 м³ с 30 т проппанта ForeProp при средней скорости закачки 3,5 м³/мин.

Скважина 240

1 этап – МиниГРП: 5,14 м³ линейного геля жидкости было закачано в скважину на стадии замещения. Затем закачано 9,61 м³ сшитой жидкости с 0,623 тонн 16/20 керамического пропанта, затем было закачано 4,99 м³ линейного геля при скорости 2,1 м³/мин.

2 этап – Основной ГРП. Закачка сшитого геля в объеме 10 м³ с концентрацией 3,0 кг/м³, при средней скорости подачи 2,07 м³/мин. Далее закачали рабочую жидкость в объеме 28,5 м³ с 16 тоннами 16/20 пропанта Well Prop.

Скважина 200

1 этап – МиниГРП: 5,5 м³ линейного геля жидкости было закачано в скважину, после чего она была закрыта. Затем закачано 10 м³ сшитой жидкости с 0,6 т проппанта 16/20 Well Prop, затем было закачано 5,8 м³ линейного геля при скорости 2,0 м³/мин.

2 этап – Основной ГРП. Закачка сшитого геля в объеме 8 м³ с концентрацией 3,0 кг/м³, при средней скорости подачи 2,0 м³/мин. Далее закачали рабочую жидкость в объеме 21,2 м³ с 11,4 тоннами 16/20 пропанта Well Prop.

Скважина 116

Закачка геля в объеме 138,5 м³ с 22 т проппанта Боровичи при средней скорости закачки 3,4 м³/мин.

Скважина 217

Закачка геля в объеме 165,8 м³ с 40 т проппанта Боровичи при средней скорости закачки 4,5 м³/мин.

Скважина 242

Закачка геля в объеме 241,3 м³ с 40 т проппанта Боровичи при средней скорости закачки 3,5 м³/мин.

Оценка эффективности работ нами проводилась по изменению дебита нефти.

Параметры работы скважин до и после ГРП представлены в таблице 6.2.4.

В результате проведённых работ на всех скважинах отмечается прирост дебита нефти от 2,0 т/сут (скважина 208) до 7,4 т/сут (скважина 217), что в среднем составляет 4,4 т/сут на 1 скважинно-операцию. Продолжительность эффекта от 5 сут (скважина 242) до 739 сут (скважина 215), причём на скважинах 116 и 200 по состоянию на 01.01.2023 г. эффект продолжается.

Успешность выполненных работ составила 100%.

Таблица 6.2.1– Результаты работ по дострелу и реперфорации

№ скв./ Объект	Дата проведения работы	Интервалы перфорации		Параметры работы скважин						Прирост дебита нефти, т/сут	Снижение обводнённости, %	Продолжительность эффекта (по состоянию на 01.01.2023 г.) сут	Примечание				
		До проведения работ	После проведения работ	До обработки			После обработки										
				Qн, т/сут	Qж, т/сут	%, воды	Qн, т/сут	Qж, т/сут	%, воды								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14				
213 I об	12- 20.06.2017	1358,0-1360,0 1368,9-1370,9 1372,0-1373,5 PZ-1	1348,0-1352,0 1358,0-1360,0 1368,9-1370,9 1372,0-1373,5 PZ-1	6,4	30,0	78,7	10,5	70,7	85,0	4,1	-	868	Эффект закончен				
212 I об	08- 21.07.2018	1404,0-1416,0 PZ-1	1392,0-1400,0 1404,0-1416,0 PZ-1	1,1	6,9	83,4	4,7	25,4	82,1	3,6	1,3	1189	Эффект продолжается				
117 I об	20.01- 01.02.2020	1424,0-1434,0 PZ-2	1415,0-1422,0 1424,0-1434,0 PZ-2	2,6	2,6	1,0	5,8	6,5	8,9	3,2	-	482	Эффект закончен				
113 I об	24.05- 09.06.2020	1395,5-1417,0 PZ-1	1229,5-1336,0 1337,0-1345,0 1395,5-1417,0 PZ-1	1,5	2,9	47,4	6,2	9,8	25,1	4,7	22,6	224	Эффект закончен				
	21.07.2021	1229,5-1336,0 1337,0-1345,0 1395,5-1417,0 PZ-1	1229,5-1336,0 1319,0-1321,0 1337,0-1345,0 1347,0-1352,0 1385,0-1389,0 1395,5-1417,0 PZ-1	5,0	7,7	35,2	0	1,9	100		Переведена в наблюдательный фонд						
130 II об	22.03.2022	1457,0-1462,0 PZ-2	1466,0-1475,0 1478,3-1481,2 1483,4-1488,5 PZ-2	1,0	1,1	10,4	0	27,9	100		Переведена в наблюдательный фонд						

Таблица 6.2.2 - Результаты проведённых работ по СКО

№ сквобъект	Дата обработки	Обрабатываемый интервал	Параметры СКО			Средние параметры работы скважин (по состоянию на 01.01.2023 г.)						Прод-сть эффекта сут	Примечание		
			Объём закаченного кислотного раствора, м ³	Давление, МПа		до обработки			После обработки						
				начальное	конечное	Qж т/сут	Qн т/сут	% воды	Qж т/сут	Qн т/сут	% воды				
113 I	09-13.05.2018	1395,5-1417,0 PZ-1	21,5	6,0	4,0	9,3	3,8	59,6	9,7	7,2	22,8	480	Эффект закончен		
212 I	17.07.2018	1392,0-1400,0 1404,0-1416,0 PZ-1	8,5	8,0	6,5	6,9	1,1	83,4	25,4	4,7	82,1	1189	Эффект продолжается		
117 I	06.03.2019	1424,0-1434,0 PZ-2	10,5	7,0	3,0	27,1	11,4	57,7	21,7	15,7	18,1	60	Эффект закончен		
	15.11.2022	1415,0-1422,0 1424,0-1434,0 PZ-2	14,5	н.д.	н.д.	2,6	2,6	1,1	4,4	3,7	13,9	31	Эффект продолжается		
114 I	19-29.06.2019	1420,0-1431,0 PZ-2	11,5	6,0	2,0	10,3	7,4	28,9	24,4	12,2	49,3	383	Эффект закончен		
102 I	10.02.2020	1400,0-1410,0 PZ-1	10,5	4,0	0	11,8	0,5	95,7	17,4	3,2	81,7	990	Эффект продолжается		
104 I	02.02.2021	1387,0-1392,5 PZ-1	6,0	9,0	5,0	25,1	4,4	82,4	7,0	6,4	10,0	338	Эффект продолжается		
110 I	08-25.06.2021	1402,0-1406,0 1407,5-1409,0 1410,5-1414,0 1417,5-1424,0 PZ-1+PZ-2	16,0	0	0	При выводе из б/д, до перевода в б/д			13,7	6,3	53,5	317	Эффект закончен		
						6,4	2,7	57,3							
103 I	18.08.2021	1401,0-1410,5 PZ-1	10,0	7,0	5,0	25,9	7,6	70,8	11,0	10,8	1,3	12	Эффект закончен		
105 I	24.09.2021	1394,5-1397,0 1401,0-1405,0 PZ-1	7,5	н.д.	н.д.	24,7	8,7	64,9	11,9	11,1	6,5	202	Эффект закончен		

Таблица 6.2.3 – Технологические параметры ГРП

№ скв объект	Дата ГРП	Глубина установки пакера, м	Обрабатываемый интервал	Мощность обрабаты- ваемого интервалам	Объёмы закачанных реагентов				Давление разрыва, МПа	Общая длина разрыва закреплённая пропантом, м	Средняя высота разрыва закреплённая пропантом, м	Средн. высота закрепл. проппантом в прод. пласте, м
					Ко-во проппанта, т	Удельный расход проппанта т/м ³	Объём геля, м ³	Объём продавки, м ³				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
215 I	24.11.2017	н.д.	1347,0-1355,0 1357,0-1359,0 1362,0-1368,0	16,0	15,0 т (12 т 20/40 ForeProp и 3 т 16/20 ForeProp RCP)	0,25	59,9	4,6	17,2	62,6	33,7	н.д.
239 I	25.06.2018	н.д.	1404,5-1428,0	23,5	20 т Borovichi 16/30	0,17	117,8	4,3	13,6	100,6	39,5	н.д.
111 I	14.04.2019	н.д.	1349,0-1350,0 1352,0-1360,0	9,0	30 т BorProp 20/40	0,24	124,8	4,0	32,3	50,5	28,6	н.д.
208 I	28.06.2019	н.д.	1393,0-1403,5	10,5	30 т (23,3 т ForeProp 16/30 и 6,7 т ForeProp 16/20 RCP)	0,18	166,8	4,2	17,2	77,6	40,2	н.д.
240 I	09.10.2020	1253,98	1319,0-1324,0 1329,0-1334,0 1343,0-1347,0	14,0	16 т (16/20 WellProp)	0,38	42,1	4,47	20,8 забойное	35,3	43,1	27,4
200I	07.12.2020	1317,80	1373,6-1376,8 1380,0-1381,8	5,0	12 т (16/20 WellProp)	0,35	34,2	4,73	20,0 забойное	41,0	30,4	7,9
242 I	28.01.2022	н.д.	1387,5-1400,0	12,5	40 т ForeProp 30/50	0,166	241,3	н.д.	25,2	н.д.	н.д.	н.д.
116 I	25.04.2022	н.д.	1400,0-1405,0 1407,0-1409,5 1411,0-1417,0	13,5	22 т ForeProp 30/50	0,159	138,5	н.д.	31,1	н.д.	н.д.	н.д.
217 I	30.05.2022	н.д.	1390,0-1412,0	22,0	6 т ForeProp 40/70 34 т ForeProp 20/40	0,241	165,8	н.д.	32,4	н.д.	н.д.	н.д.

Таблица 6.2.4 – Результаты гидравлического разрыва пласта добывающих скважин

№ скв объект	Дата ГРП	Параметры работы скважин					Прирост дебита нефти, т/сут	Снижение обводнённости, %	Продолжительность эффекта по состоянию на 01.01.2023 г.	Примечание								
		До ГРП			После ГРП													
		Q _ж , т/сут	Q _и , т/сут	% воды	Q _ж , т/сут	Q _и , т/сут	% воды											
215 I	24.11.2017	7,4	7,0	5,4	16,9	11,0	32,1	4,0	-	739	Эффект закончен							
239 I	25.06.2018	27,2	7,3	73	10,3	9,4	8,8	2,1	64,2	76	Эффект закончен, скважина остановлена							
111 I	14.04.2019	В б/д с ноября 2015 г., до перевода в б/д			5,4	5,3	2,8	4,0	26,3	30	Эффект закончен							
		1,9	1,3	29,1														
208 I	28.06.2019	1,8	1,6	6,8	6,1	3,6	24,8	2,0	-	70	Эффект закончен							
240 I	18.10.2020	20,0	7,6	62,1	11,9	10,8	8,6	3,2	53,5	44	Эффект закончен							
200 I	12.12.2020	До ГРП в наблюдательном фонде			9,6	6,5	18,1	5,2	6,4	575	Эффект продолжается							
		перед переводом в наблюдательный фонд																
		1,7	1,3	24,5														
242 I	28.01.2022	При освоении скважины			17,4	6,3	61,1	6,3	-	5	Эффект закончен, продолжены работы по освоению							
116 I	25.04.2022	4,5	2,3	49,4	8,8	7,4	14,1	5,1	35,3	216	Эффект продолжается							
217 I	30.05.2022	В наблюдательном фонде			20,1	7,4	73,0	7,4	-	10	Эффект закончен, скважина переведена в наблюдательный фонд							

Кислотный гидроразрыв пласта

На горизонтальной скважине с боковым стволом 207D в 2019 г. и в 2021 г. выполнили кислотный гидроразрыв пластов (КГРП). Исполнителем работ были специалисты ТОО «СНЕС».

КГРП от 28.12.2019 г.

Планировалось КГРП провести в 2 этапа, 1-й этап – обработка интервала 1608-1613 м, 2-й этап – 1573-1578 м.

При проведении 1-го этапа возникли сложности, после резкого роста давления до 50 МПа и появления протечки в наземном трубопроводе, работы были остановлены. В результате объём закачки кислотного состава составил 2 м³.

После прекращения 1-го этапа КГРП пакер распакеровали, выполнили опрессовку, начали закачку при темпе 1,1-0,74 м³/мин. В пласт закачали 66 м³ кислотного раствора. Давление разрыва составило 40 МПа.

КГРП от 23.12.2021 г.

КГРП проведён в интервале 1502-1510 м и 1472-1483 м. В пласт закачали 340,0 м³ кислотного раствора. Давление разрыва составило 36 МПа.

Состав загущенного кислотного состава при обработках:

- 20% HCL.
- Загуститель – 0,4%.
- Ингибитор коррозии – 0,3%.
- Стабилизатор ионов железа – 0,5%.
- ПАВ – 0,2%.
- Деэмульгатор – 0,2%.

Параметры работы до и после КГРП представлены в таблице 6.2.5.

Таблица 6.2.5 – Результаты кислотного гидравлического разрыва пласта

№ скв	Дата ГРП	Параметры работы скважин						Прирост дебита нефти, т/сут	Продолжительность эффекта по состоянию на 01.01.2023 г.		
		До КГРП			После КГРП						
		Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	% воды	Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	%, воды				
207D	28.12.2019	1,6	1,5	2,5	6,5	5,0	8,1	3,5	352 Эффект закончен		
	22-23.12.2021	3,2	3,1	3,1	5,4	4,9	7,8	1,8	78 Эффект закончен		

В результате проведённых работ на скважине наблюдался прирост дебита нефти после 1-го КГРП в среднем на 3,5 т/сут на протяжении 352 сут, после 2-го КГРП - в среднем на 1,8 т/сут на протяжении 78 сут. Успешность работ 100%

Ультразвуковые обработки

В присутствии ультразвукового поля происходит улучшение фильтрации нефти в пористых средах за счёт увеличения относительной проницаемости фаз, уменьшения поверхностного натяжения, плотности и вязкости флюида вследствие ультразвукового нагрева и т.д.

На скважине 130 с целью интенсификации притока проведена ультразвуковая обработка призабойной зоны, результаты приведены в таблице 6.2.6.

Таблица 6.2.6 – Результаты ультразвуковой обработки призабойной зоны скважин

№ скв	Дата проведения обработки	Параметры работы скважин						Прирост дебита нефти, т/сут	Продолжительность эффекта по состоянию на 01.01.2023 г.		
		До КГРП			После КГРП						
		Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	% воды	Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	%, воды				
130	29.08-04.09.2017	2,4	2,3	2,1	8,5	6,2	13,6	3,9	406 Эффект закончен		

В результате проведённой работы в течение 406 сут на скважине наблюдался прирост дебита нефти в среднем на 3,9 т/сут.

Повышение нефтеотдачи

С целью увеличения приёмистости на месторождении проводятся работы по дострелу, реперфорации и солянокислотные обработки (СКО).

В период 2018-2022 гг. на 3-х нагнетательных скважинах проводились 5 работ по дестрелу и реперфорации. Результаты выполненных работ представлены в таблице 6.2.7.

Таблица 6.2.7 - Результаты выполненных работ по дестрелу и реперфорации

№ скв объект	Дата обработки	Интервал перфорации		Параметры работы скважины (по состоянию на 01.01.2023 г.)			
				До обработки		После обработки	
		До проведения работ	После проведения работ	Приёмистость, м ³ /сут	Давление нагнетания, МПа	Приёмистость, м ³ /сут	Давление нагнетания, МПа
214 I	14-23.05.2018	1333,0-1394,0 1407,0-1422,0		7,0	н.д	Перевод в бездействующий фонд	
	29.10.2022	1357,0-1394,0 1407,0-1422,0 PZ-1	1420,0-1464,0 1413,4-1416,2 1417,1-1418,1 PZ-1	10,0	14,2	7,4	8,3
201 I	13-20.07.2018	1435,0-1455,0	1407,0-1455,0	58,0	10,2	156,0	9,6
106 I	07-13.07.2018	1445,0-1464,0	1420,0-1464,0	32	н.д	20,0	10,4
	15.07.2022	1420,0-1464,0 PZ-1	1402,6-1412,2 1413,4-1416,2 1417,1-1418,1 PZ-1	8,0	14,2	56,2	11,0

В результате выполненных работ рост приёмистости наблюдался на скважинах 201 и 106 соответственно на 98 м³/сут и на 48 м³/сут соответственно. Причём на скважинах 201 и 106 это происходит при более низком значении давления нагнетания.

С целью увеличения приёмистости на скважинах на 5-ти скважинах были проведены солянокислотные обработки с использованием 20% HCL. Работы выполняли специалисты компании ТОО "Фрак-Джет".

Результаты выполненных работ представлены в таблице 6.2.8.

В результате выполненных работ на 4-х скважинах наблюдается рост приёмистости от 17 м³/сут (скважина 214) до 99,5 м³/сут (скважина 115), что в среднем составляет 44 м³/сут на одну скважинно-операцию. Хочется отметить, что на скважинах 115, 222 и 201 рост приёмистости произошёл на фоне снижения давления нагнетания. На скважине 219 - при неизменном значении давления нагнетания.

Успешность работ составила 80%.

Таблица 6.2.8 - Результаты выполненных работ по СКО

№ скв объект	Дата обработки	Обрабатываемый интервал	Параметры СКО			Параметры работы скважины			
						До обработки		После обработки	
			V_{HCl} м³	P_{нач} МПа	P_{кон} МПа	Приёмистость м³/сут	Давление нагнетания, МПа	Приёмистость м³/сут	Давление нагнетания, МПа
115 I	16.10.2020	1399,0-1401,0 1404,0-1407,0 1412,0-1414,0 1417,5-1419,5 1428,5-1432,5	13,5	10,0	0	118,0	10,1	217,5 44 сут	3,7
219 I	26.04.2021	1377,5-1378,5 1380,5-1381,5 1383,5-1385,0 1386,0-1387,5 1391,5-1392,5 1395,0-1396,5 1397,5-1398,0 1414,0-1416,5 1417,5-1425,5 1427,0-1433,0	10,0	5,0	7,5	34,6	10,3	53,6 144 сут	10,3
222 I	02.08.2021	1422,0-1433,0	10,0	9,0	3,0	10,0	10,3	52,1 121 сут Эффект прод- ся	8,3
201 I	06.07.2022	1407,0-1455,0	20,0	20,0	10,0	133,0	14,3	150,0 22 сут	10,2
214 I	29.10.2022	1357,0-1394,0 1407,0-1414,0 1416,0-1422,0 1424,0-1428,0	27,5	20,0	14,5	10,0	14,2	7,4	8,3

На месторождении Северо-Западный Кызылкия для увеличения информативности промысловых данных о разработке объектов и тем самым для повышения надёжности

принимаемых решений в 2019 г. были проведены «Трассерные исследования скважин». Исполнителем работ были специалисты ТОО СП «Ойл Смарт Технолоджис».

Заявленной целью исследований было изучение емкостных свойств межскважинного пространства с выявлением зон высокой фильтрации, определение скоростей потоков и количественного влияния фильтрационных потоков зон высокой фильтрации на текущую динамику обводнения продукции.

Объектом исследования являлись участки 2-х нагнетательных скважин (рисунки 6.2.1 и 6.2.2):

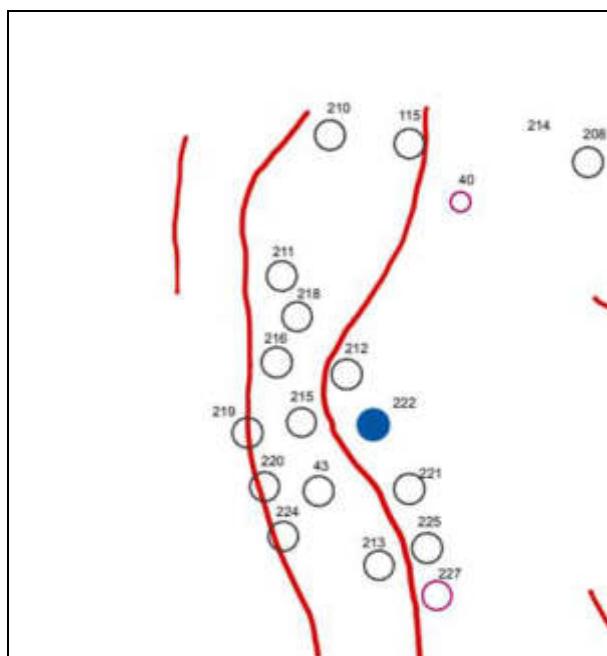


Рисунок 6.2.1 – Расположение добывающих скважин относительно нагнетательной 222

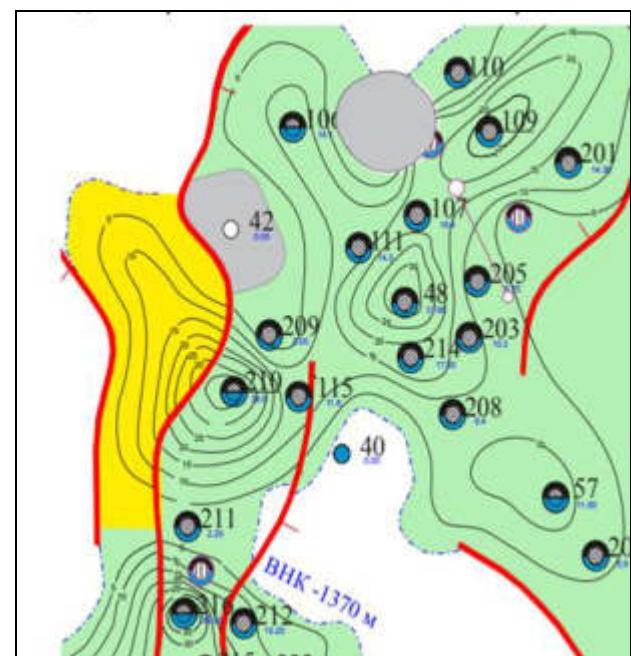


Рисунок 6.2.2 - Расположение нагнетательной скважин 115 и окружающих добывающих скважин

Скважина 115 (горизонт РZ-1): в качестве индикаторов использовались флуоресцеин натрия (концентрация 2,5 г/л) и роданид натрия (концентрация 20 г/л). В процессе проведения исследований хотели установить гидродинамическую связь между нагнетательной скважиной 115 и окружающими добывающими скважинами 40, 42, 48, 107, 111, 205, 208, 209, 210, 211, 212, 216, 218. В результате анализа сделан вывод, что пласт охвачен процессом вытеснения, влияние системы каналов НФС на опережающее обводнение добывающих скважин незначительно.

Скважина 222 (горизонт PZ-1): в качестве индикаторов использовался нитрат аммония (NH_4NO_3). В процессе проведения исследований хотели установить гидродинамическую связь между нагнетательной скважиной 222 и окружающими

добывающими скважинами 212, 213, 215, 216, 218, 219, 220, 221, 224, 225. В результате анализа сделан вывод, что, влияние нагнетательной скважины 222 по каналам НФС является несущественным, значительных прорывов воды не выявлено. Рекомендовано провести комплекс промыслового-геофизических исследований в скважине 222 с целью определения герметичности эксплуатационной колонны.

Обводнённость

В целях борьбы с водопритоками на скважине 124 была выполнена изоляция водопритоков установкой механического пакера на глубине 1451,13 м. Результаты представлены в таблице 6.2.9.

Таблица 6.2.9 – Результаты проведённых работ по установке механического пакера

№ скв объект	Дата проведения работы	Глубина установки пакера	Интервалы перфорации,		Параметры работы скважин					
			До изоляции	После изоляции	До обработки			После обработки		
					Q_ж, т/сут	Q_и, т/сут	%, воды	Q_ж, т/сут	Q_и, т/сут	%, воды
124 II	08- 26.02.2017	1451,13	1427,5-1429,5 1431,0-1432,0 1435,0-1443,5 1445,5-1450,0 1455,0-1465,0	1427,5-1429,5 1431,0-1432,0 1435,0-1443,5 1445,5-1450,0	180,3	6,3	96,3			Переведена в наблюдательный фонд

В результате проведённой работы успешность не определена, т.к. в работу скважина не вводилась и была переведена в наблюдательный фонд.

Пескопроявления

Нефтяные пласты и горизонты палеозоя месторождения Северо-Западный Кызылкия представлены доломитизированными и кремнистыми известняками с прослоями аргиллитов, а также песчаниками средне-крупнозернистыми. Цемент песчано-глинистый и частично карбонатный. Алевролиты плотные, глинистые, с трещинами. Аргиллиты плотные, известковистые с многочисленными прожилками кальцита.

Меловой горизонт литологически представлен песчаниками серыми, светло-серыми, разнозернистыми, слабосцементированными, алевритистыми с прослоями глинистых алевролитов и глин.

Наличие слабоцементированных песчаников в отложениях предопределяют вероятность пескопроявления, которое является фактором, осложняющим работу насосных установок.

В настоящее время проблема решается промывками песчаных пробок.

Коррозия

На месторождении Северо-Западный Кызылкия, из агрессивных газов, в добываемых флюидах, присутствует CO₂, оценка степени воздействия которого на углеродистой стали (УС) подземного оборудования (ПО) скважин определяют по парциальному давлению.

Максимальное текущее парциальное давление CO₂ в скважинах I-го объекта может достигать величины 0,432 МПа, при пластовом давлении 14,5 МПа и максимальном содержании CO₂ в газе на уровне 2,98% (мольн.).

Максимальное текущее парциальное давление CO₂ в скважинах II-го объекта может достигать величины 0,746 МПа, при пластовом давлении 13,95 МПа и максимальном содержании CO₂ в газе на уровне 5,35% (мольн.).

Риск углекислотной коррозии можно оценить в соответствии с классификацией АНИ: когда парциальное давление Р (CO₂) \geq 0,048 МПа – выше порогового значения углекислотной коррозии.

Текущая стадия разработки характеризуется обводнением продукции скважин (в среднем 90,6%) повышенно коррозионно-активной пластовой водой. Воды относятся к хлоркальциевому типу, общая минерализация вод составляет от 20,0 до 93,5 г/л, pH воды на уровне 6,1-7,4 единиц. Концентрация сульфат ионов до 416 мг/л.

Активизация процессов коррозии ПО добывающих скважин может возникать в случае применения каких-либо методов по интенсификации работы скважин: СКО и различных промывках скважин, что происходит из-за непосредственного воздействия агрессивных растворов (аэрированных рассолов, соляной кислоты и др.) на ПО скважин.

В условиях присутствия в коррозионных средах механических могут возникать локальные коррозионные процессы в системах сбора, подготовки нефти и сточной воды. Локальная коррозия может возникать в местах изменения направления движения потока: отводы, тройники, фильтры, рабочие колёса центробежных насосов и др. Может возникать коррозия, в виде цепочки язв или канавки, вдоль нижней образующей промысловых нефтепроводов, работающих в условиях расслоенного режима транспорта обводнённой нефти. Может также возникать щелевая коррозия наземных трубопроводов и ёмкостей под осадками в системах подготовки сточной воды, в аэрированных сточных водах.

Для снижения риска локальной коррозии, рекомендуется проводить работы на скважинах по ограничения выноса песка из скважин и недопущения попадания механических примесей (песка) из добывающих скважин, с высоким пескопроявлением, в

системы нефтесбора и др., что позволит снизить риск эрозионной коррозии оборудования и трубопроводов в системах сбора и подготовки нефти, подготовки сточной воды и ППД, а также возникновение щелевой коррозии трубопроводов и ёмкостей под осадками в системах подготовки сточной воды.

В настоящее время на месторождении Северо-Западный Кызылкия применяется ингибиторная защита выкидных линий и сборных коллекторов от коррозии с использованием ингибитора коррозии «Ранкор-1101» производства компании ТОО «РауанНалко». Ингибитор дозируется:

- В выкидные линии скважин 47, 55, 56, 128, 163, 213, 221, 229 дозировкой в среднем 40 грамм на 1 м³ перекачиваемой жидкости.
- В трубопровод от ГУ СЗКК до ЦППН месторождения Арыскум дозировкой 30 грамм на 1 м³ перекачиваемой жидкости.
- В трубопровод сточной воды низкого давления от ГУ СЗКК до БКНС дозировкой 30 грамм на 1 м³ перекачиваемой жидкости.

Выводы

Для борьбы с отложениями органических веществ на месторождении проводятся ОГН в объёме 28 м³, удаление отложений с поверхности подземного оборудования с помощью парафинорезки, пропарка поднятых НКТ.

На основании анализа рассчитан МОП по объектам, который достаточно высокий и составляет для скважин I-го объекта 70,8 сут, для II-го объекта – 69,5 сут.

В результате проведённых работ по интенсификации добычи нефти с применением дострела и реперфорации в 4-х случаях произошло увеличение дебита нефти от 3,2 т/сут (скважина 117) до 4,7 т/сут (скважина 113), что в среднем составило 3,9 т/сут на одну успешную скважинно-операцию. На скважинах 113 и 212 в результате проведённых работ наблюдается снижение обводнённости добываемой продукции на 22,6% и 1,3% соответственно. Продолжительность эффекта по состоянию на 01.01.2023 г. составляет в среднем 690 сут на одну успешную скважинно-операцию, причём на скважине 212 по состоянию на 01.01.2023 г. эффект продолжается. Успешность проведённых работ составила 67%.

В результате проведённых солянокислотных обработок на добывающих скважинах с использованием 20% HCL успешность составила 100%. Прирост дебита нефти в среднем составил 3,1 т/сут на одну успешную скважинно-операцию, продолжительность эффекта

по состоянию на 01.01.2023 г. – в среднем 400 сут, причём на скважинах №№ 212, 117, 102 по состоянию на 01.01.2023 г. эффект продолжается.

В результате проведённых работ по интенсификации добычи нефти с применением ГРП на всех скважинах отмечается прирост дебита нефти от 2,0 т/сут (скважина 208) до 7,4 т/сут (скважина 217), что в среднем составляет 4,4 т/сут на 1 скважинно-операцию. Продолжительность эффекта от 5 сут (скважина 242) до 739 сут (скважина 215), причём на скважинах 116 и 200 по состоянию на 01.01.2023 г. эффект продолжается. Успешность выполненных работ составила 100%.

После проведения на горизонтальной скважине с боковым стволом 207D 2-х обработок КГРП наблюдался прирост дебита нефти после 1-го КГРП в среднем на 3,5 т/сут на протяжении 352 сут, после 2-го КГРП - в среднем на 1,8 т/сут на протяжении 78 сут. Успешность работ 100%.

В результате проведённой ультразвуковой обработки призабойной зоны скважины 130 в течение 406 сут наблюдался прирост дебита нефти в среднем на 3,9 т/сут.

С целью увеличения приёмистости на 3-х скважинах были проведены работы по дострелу и реперфорации. В результате выполненных работ рост приёмистости наблюдался на скважинах 201 и 106 соответственно на 98 м³/сут и на 48 м³/сут соответственно. Причём на скважинах 201 и 106 это происходит при более низком значении давления нагнетания.

С целью увеличения приёмистости на 5-ти скважинах были проведены СКО с использованием 20% HCL. В результате выполненных работ на 4-х скважинах наблюдается рост приёмистости от 17 м³/сут (скважина 214) до 99,5 м³/сут (скважина 115), что в среднем составляет 44 м³/сут на одну скважинно-операцию. Хочется отметить, что на скважинах 115, 222 и 201 рост приёмистости произошёл на фоне снижения давления нагнетания. На скважине 219 - при неизменном значении давления нагнетания. Успешность работ составила 80%.

В целях борьбы с водопритоками на скважине 124 была выполнена изоляция водопритоков установкой механического пакера на глубине 1451,13 м. Успешность не определена, т.к. в работу скважина не вводилась и была переведена в наблюдательный фонд.

Наличие слабоцементированных песчаников в отложениях предопределяют вероятность пескопроявления, которое является фактором, осложняющим работу насосных установок. В настоящее время проблема решается промывками песчаных пробок.

Для защиты от коррозии на месторождении применяется ингибиторная защита выкидных линий и сборных коллекторов от коррозии с использованием ингибитора коррозии «Ранкор-1101» производства компании ТОО «РаунНалко». Ингибитор дозируется:

- В выкидные линии скважин №№ 47, 55, 56, 128, 163, 213, 221, 229 дозировкой в среднем 40 грамм на 1 м³ перекачиваемой жидкости.
- В трубопровод от ГУ СЗКК до ЦППН месторождения Арыскум дозировкой 30 грамм на 1 м³ перекачиваемой жидкости.
- В трубопровод сточной воды низкого давления от ГУ СЗКК до БКНС дозировкой 30 грамм на 1 м³ перекачиваемой жидкости.

Рекомендации

С целью повышения эффективности проводимых мероприятий по удалению органических отложений необходимо проведение лабораторных исследований по определению компонентного состава отложений и подбору растворяющих композиций. По результатам исследований рекомендовать способы защиты и очистки подземного оборудования.

В связи с успешностью работ по ГРП рекомендовано дальнейшее их выполнение при условии установления экономической целесообразности.

Для восстановления продуктивности скважин, разрабатывающих палеозойские отложения, представленные карбонатными породами рекомендованы солянокислотные обработки (СКО). Для терригенных пород - целесообразны глинокислотные обработки (ГКО).

В связи с вероятностью пескопроявления, рекомендуется на приёме насоса устанавливать защитные приспособления, называемые песочными якорями.

6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для герметизированного сбора, обеспечения по скважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки товарной нефти и газа и сдачи потребителю.

По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении Северо-Западный Кызылкия функционируют следующие основные объекты и сооружения:

- Добывающие скважины;

- Замерные установки ЗУ-1, ЗУ-2, ЗУ-4 и ЗУ-6.
- Пункт сбора нефти (ПСН) для предварительной подготовки продукции скважин.
- Внутрипромысловые трубопроводы от ЗУ-6 до ЗУ-1, от ЗУ-4 до ЗУ-2, от ЗУ-1 до ГУ, от ЗУ-2 до ПСН.
- Нефтепровод протяженностью 22840 м от ПСН до ЦППН месторождения Арыскум.
- Газопровод до ПСН месторождения Кызылкия.

Система внутримыслового сбора и транспорта

По состоянию на 01.01.2023 г. в действующем добывающем фонде месторождения Северо-Западный Кызылкия числятся 47 скважин. Скважины снабжены выкидными линиями в подземном исполнении, диаметром 114 мм, по которым продукция скважин поступает на ЗУ-1,2,4,6. Система сбора герметизирована. Технологическая схема системы сбора и транспорта продукции скважин месторождения Северо-Западный Кызылкия представлена на рисунке 6.3.1.

На ЗУ нефтегазовая смесь со скважин поступает на манифольд, имеющий 3 коллектора: основной приемный коллектор диаметром 8", тестовый – диаметром 4" и коллектор приема очистных устройств диаметром 4" с установленной на его конце камерой приема. На манифольде предусмотрены узлы переключающих задвижек диаметром 114 мм для направления продукции на замерную установку типа «ARGO», на которой осуществляется по скважинный замер продукции.

Нефтегазовая смесь с основного приёмного коллектора подаётся на подогреватели, где продукция нагревается до температуры +55°C. Перед печами на ЗУ-1 и ЗУ-2 установлен газовый сепаратор объёмом 4 м³ для удаления капельной жидкости. На ЗУ-1 и ЗУ-2 установлены 3 печи подогрева типа DWELL, на ЗУ-4 и ЗУ-6 – 2 печи подогрева типа АНМ.

На ЗУ предусмотрены аварийный сброс газа, а также в случае проведения ремонтных и профилактических работ имеется горизонтальная дренажная емкость объёмом 8 м³ с возможностью откачки из неё встроенным погружным насосом в автоцистерны с вывозом в дренажную емкость на ПСН СЗКК. На ЗУ имеется камера приёма и запуска скребка.

Принципиальная технологическая схема ЗУ представлена на рисунке 6.3.2.

В настоящее время на месторождении функционируют ЗУ-1, ЗУ-2, ЗУ-4 и ЗУ-6. К ЗУ поступает продукция скважин:

- ЗУ-1 – скважины 40, 42, 48, 55, 104, 105, 109, 110, 112, 114, 116, 117, 118, 203, 205, 206Д, 208, 209, 210, 212, 213, 216, 218, 220 – действующего фонда, скважина 102 – бездействующего фонда, скважины 57, 58, 102, 107, 108, 113, 138, 202 - находящиеся в наблюдательном фонде.
 - ЗУ-2 - скважины 33, 47, 56, 120, 121, 229, 230, 231, 235, 236, 237, 238 – действующего фонда, скважины 31, 33, 52, 122, 134, 163, 164, 228, находящиеся в наблюдательном фонде.
 - ЗУ-4 - скважины 123, 127, 128, 232 - действующего фонда, 124, 129, 130, находящиеся в наблюдательном фонде.
- ЗУ-6 – скважины 200, 221, 223, 225 –действующего фонда, скважины 43, 49, 101Д, 217, 227, 239, 240, находящиеся в наблюдательном фонде.

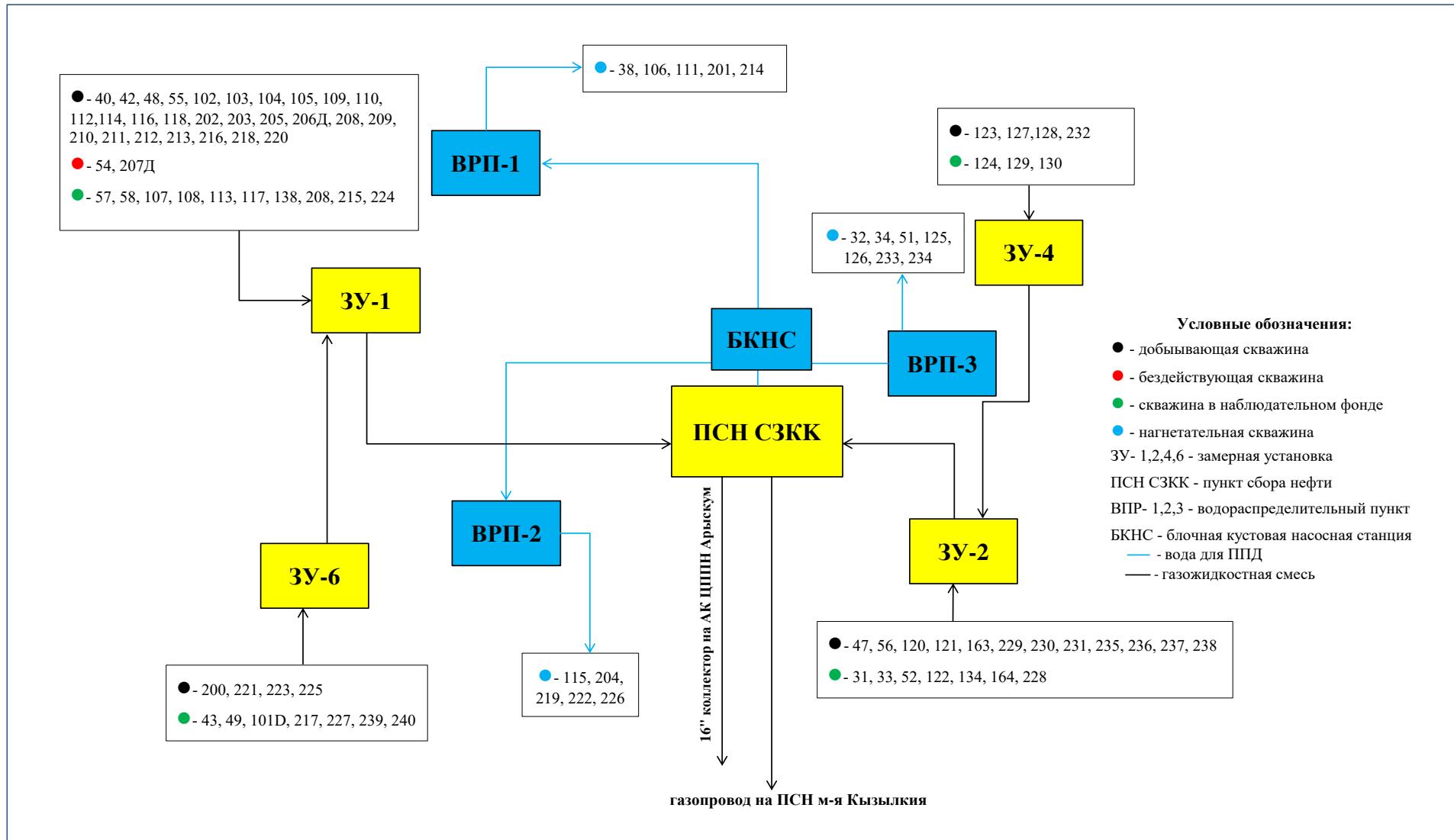


Рисунок 6.3.1 - Технологическая схема системы сбора и транспорта продукции скважин месторождения Северо-Западный Кызылкия

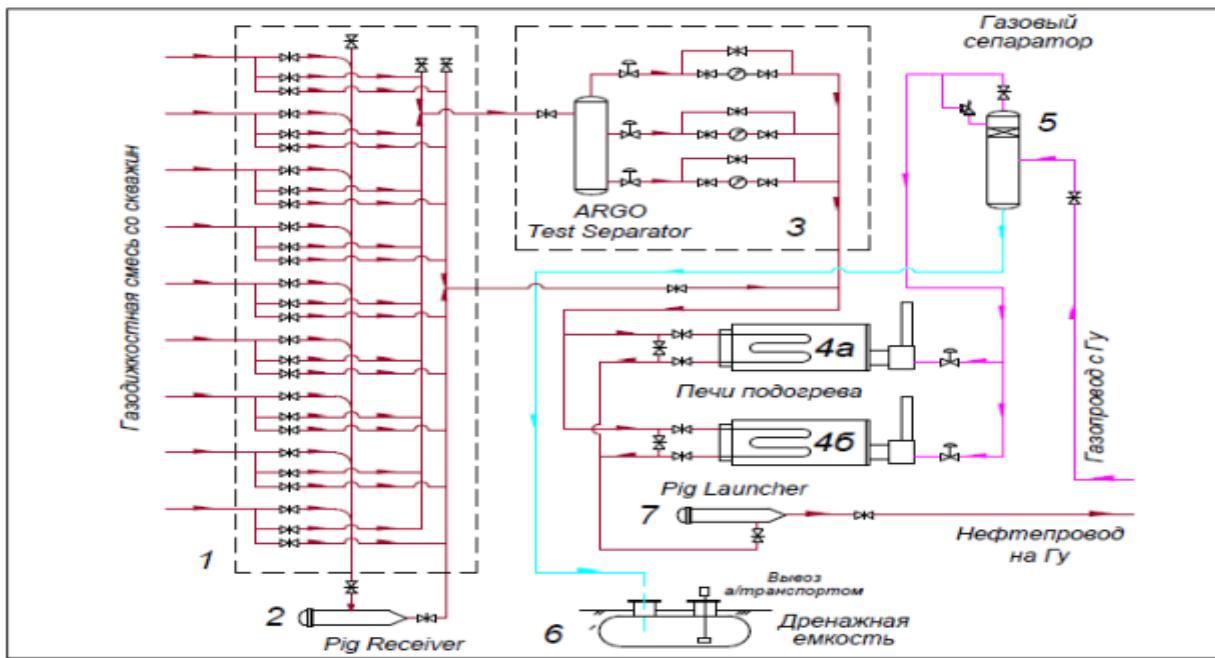


Рисунок 6.3.2 - Принципиальная технологическая схема ЗУ

Нефтегазовая смесь с ЗУ-6 поступает на ЗУ-1 и общим потоком с ЗУ-1 по нефтяному коллектору диаметром 8" и протяжённостью 2140 м поступает на подготовку на ПСН СЗКК.

Нефтегазовая смесь с ЗУ-4 поступает на ЗУ-2 и общим потоком с ЗУ-2 по нефтяному коллектору диаметром 8" и протяжённостью 2090 м поступает на ПСН СЗКК.

На рисунке 6.3.3. представлена принципиальная индивидуальная (по одиночным скважинам) технологическая схема сбора жидкости на скважине СЗК-138 месторождения Северо-Западный Кызылкия.

Более детальная система внутрипромыслового сбора продукции будет разработана и описана в проектах по обустройству месторождения.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки.

Настоящим Проектом предусмотрено:

- 2023 г. – вывод из наблюдательного фонда 5-ти скважин. Общий фонд добывающих скважин составит 48 единиц, нагнетательных - 17.
- 2024 г. – ввод в разработку из бурения 3-х добывающих скважин, вывод из наблюдательного фонда 1-й добывающей скважины, выбытие 2-х добывающих скважин. Общий фонд добывающих скважин составит 50 единиц, нагнетательных - 17.

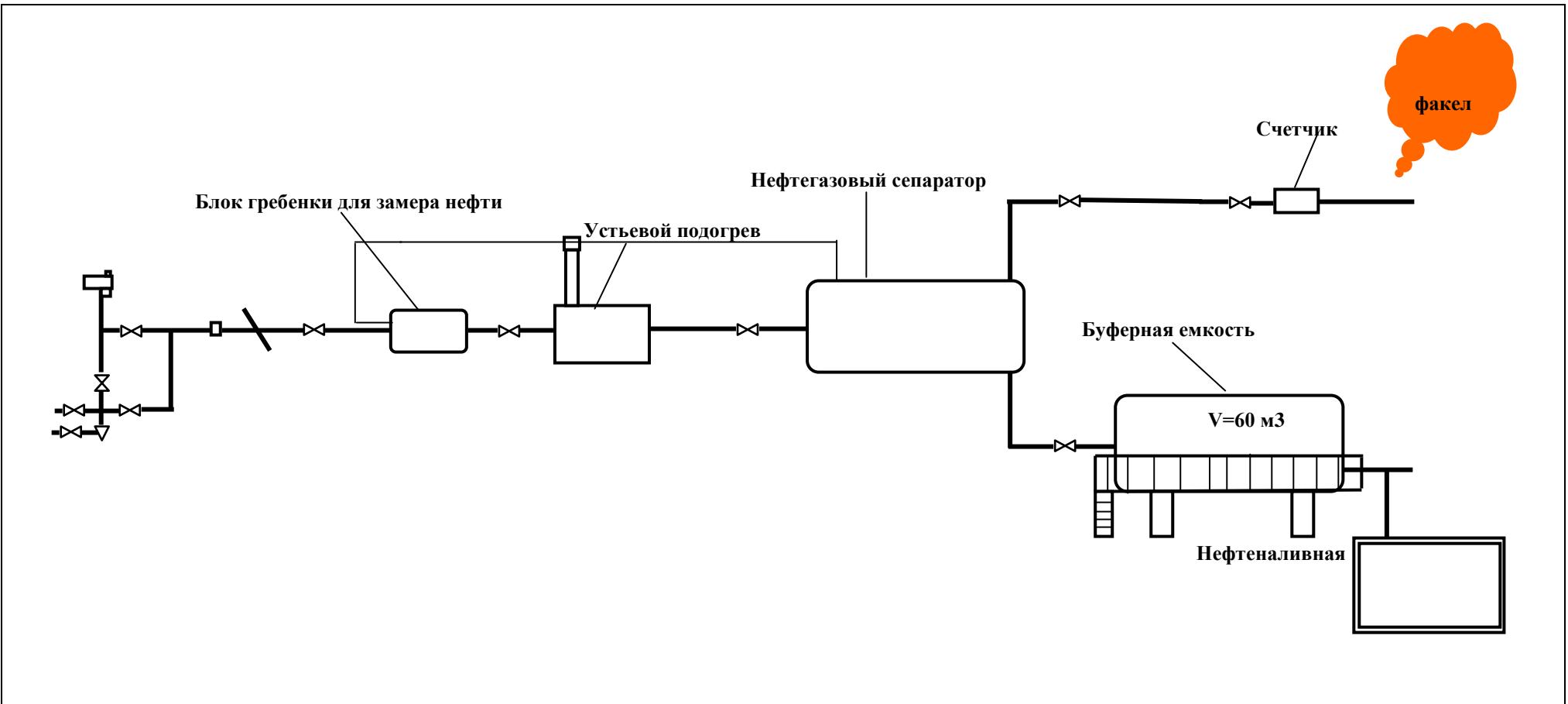


Рисунок 6.3.3 – Принципиальная индивидуальная (по одиночным скважинам) технологическая схема сбора продукции на скважине СЗК-138

- 2025 г. - ввод в разработку из бурения 3-х добывающих скважин, вывод из наблюдательного фонда 2-х добывающей скважины, выбытие 2-х добывающих скважин. Общий фонд добывающих скважин составит 53 единиц, нагнетательных - 17.
- 2026 г. - ввод в разработку из бурения 2-х добывающих скважин, вывод из наблюдательного фонда 2-х добывающей скважины, выбытие 1-й добывающей скважины. Общий фонд добывающих скважин составит 56 единиц, нагнетательных - 17.
- 2027 г. - ввод в разработку из бурения 1-й добывающей скважины, вывод из наблюдательного фонда 2-х добывающей скважины, выбытие 1-й добывающей скважины, перевод из добывающего фонда в нагнетательный 1-й скважины. Общий фонд добывающих скважин составит 57 единиц, нагнетательных - 18.

Дополнительное бурение 7-ми добывающих скважин предполагает обустройство устьев, строительство выкидных линий, организацию системы замера продукции вновь вводимых скважин.

Система промысловой подготовки продукции скважин

Предварительная подготовка продукции скважин месторождения Северо-Западный Кызылкия происходит на ПСН-СЗКК, окончательная подготовка – на ЦППН месторождения Арыскум.

Нефтегазовая смесь с ЗУ-1 и с ЗУ-2 поступает на входной манифольд ПСН-СЗКК. Оба коллектора снабжены камерами запуска и приема скребка.

Принципиальная схема ПСН СЗКК представлена на рисунке 6.3.4.

Нефтегазовая смесь с входного манифольда поступает в нефтегазовый сепаратор объёмом 25 м^3 , где происходит сепарация 1-ой ступени с рабочей температурой Траб = $+55^\circ\text{C}$.

Выделившийся газ направляется для очистки от капельной жидкости и механических примесей на вертикальный газовый сепаратор объёмом 4 м^3 , затем используется на собственные нужды в качестве топлива для работы печей нагрева нефти, установленных на ПСН СЗКК и ЗУ.

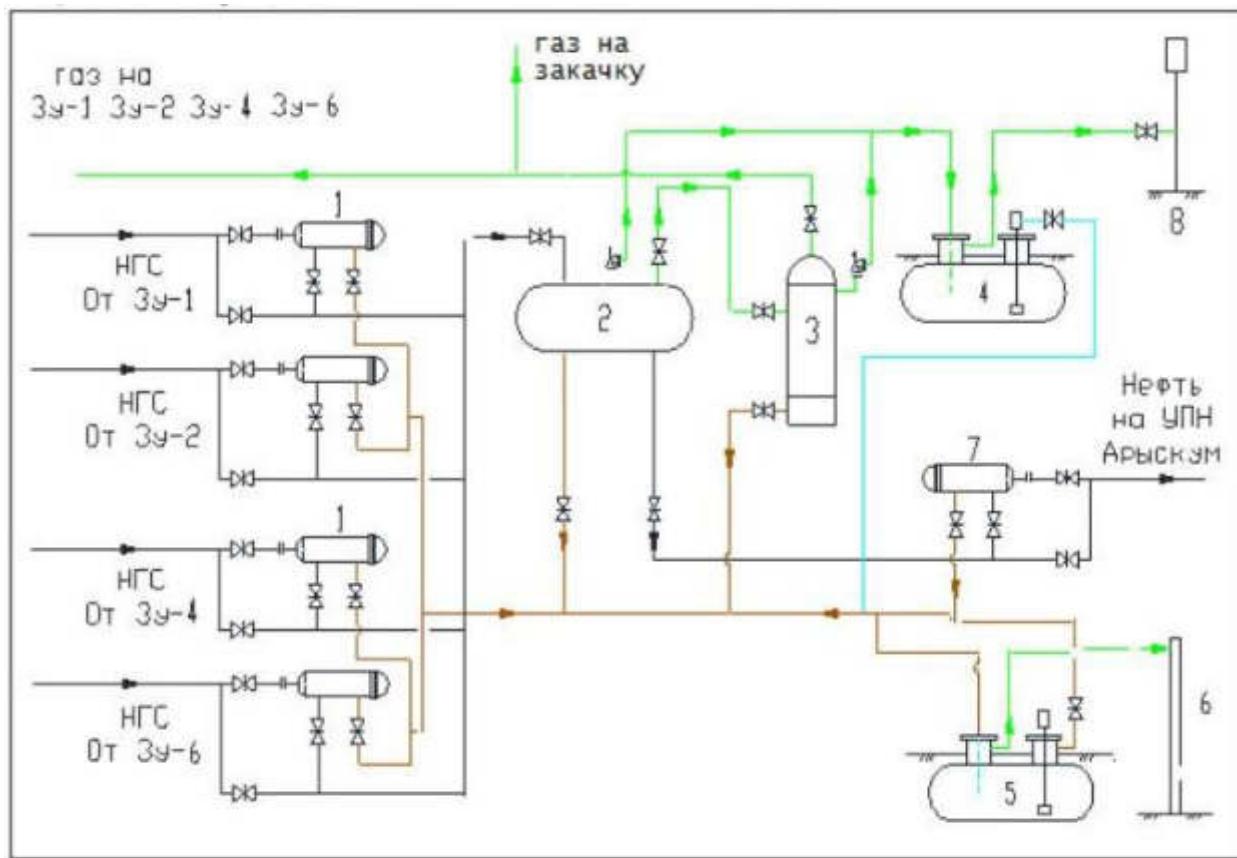


Рисунок 6.3.4 - Принципиальная технологическая схема подготовки продукции скважин на ПСН-СЗКК

Перечень оборудования ПСН-СЗКК представлен в таблице 6.3.1.

Таблица 6.3.1 – Характеристика оборудования ПСН-СЗКК

Наименование объектов	Количество	Характеристика
1. Камера приёма и запуска скребка	5	D=10", Рраб=4,0 МПа
2. Сепаратор нефтегазовый	1	V=25 м3, D=78", Рраб=4,0 МПа
3. Газовый скруббер	1	V=4 м3, Рраб=1,5 МПа
4. Факельный конденсатосборник	1	V=12,5 м3, Рраб=0,3 МПа
5. Дренажная ёмкость	1	V=20 м3, Рраб=0,07 МПа
6. Аварийная факельная стойка	1	D=12", H=36 м
7. Нефтяной коллектор от ПСН до ЦПН Акускум	1	D=16", Длина L=22840 м
8. Свеча вытяжная	1	D=4"
Пламегаситель	1	D=4", Рраб=0,07 МПа
Дренажный насос	1	Q=10 м ³ /ч, Рраб=0,5 МПа
Дренажный насос	1	Q=10 м ³ /ч, Рраб=4,0 МПа

Для аварийного электроснабжения на площадке предусмотрена установка дизельной электростанции. Для хранения запаса дизельного топлива установлен резервуар объемом V=10 м³. Объем ёмкости принят из расчета трехдневного запаса топлива. Резервуар оборудован запорной арматурой с ручным приводом. Для приема дизельного топлива из автоцистерны установлена сливная муфта Ду50. Также установлен дыхательный клапан Ду50.

Для сжигания аварийных выбросов предусмотрена факельная система. При этом конденсат собирается в факельном конденсатосборнике объёмом 12,5 м³, и откачивается насосом в дренажную емкость, откуда погружным насосом подается обратно в технологический процесс.

На ГУ СЗКК предусмотрены:

- дренажная система, по которой, в случае проведения ремонтных и профилактических работ, осуществляется слив жидкости из технологических установок (печь подогрева, НГС и ГС) и трубопроводов в подземную горизонтальную дренажную емкость объёмом 20 м³, откуда жидкость, по мере заполнения, откачивается в трубопровод и далее транспортируется на установку подготовки нефти ЦППН месторождения Арыскум;
- факельная система, позволяющая при ремонтных работах и в аварийных ситуациях производить сброс и сжигание газа;
- для очистки нефтегазопровода от парафино-асфальто-смолистых отложений на ГУ СЗКК предусмотрен узел запуска очистных и диагностических устройств.

Сточная вода, выделившаяся в процессе подготовки нефти, сбрасывается в водяные резервуары. Сброс сточной воды осуществляется автоматически, методом поддержания уровня воды в заданном режиме.

Вода из резервуаров поступает в систему ППД на БКНС. С БКНС по высоконапорным коллекторам поступает на водораспределительные пункты (ВРП), где после распределительной гребенки производится индивидуальный замер количества закачиваемой воды в скважину. От ВРП отходят нагнетательные линии 4" до устья нагнетательных скважин.

Нефтяная пленка в процессе отстаивания сточной воды из водяного резервуара откачивается насосами на вход сепаратора групповой установки для дальнейшей переподготовки.

Для окончательной подготовки продукции скважин месторождения Северо-Западный Кызылкия транспортируется по трубопроводу на ЦППН месторождения Арыскум. Трубопровод выполнен из металлических труб диаметром 16" по стандарту API 51 с заводским антикоррозионным покрытием. Коллектор проложен подземно, глубина заложения — 1,8 м от верха трубопровода. Общая протяженность нефтепровода составляет 22840 м.

Рекомендации по системе промысловой подготовки

Предварительная подготовка нефти в дальнейшем будет производиться на существующем ПСН- СЗКК, окончательная – на ЦППН месторождения Арыскум.

Нормативы технологических потерь нефти при добыче

В соответствии с требованием нормативной базы РК предприятиям необходимо иметь научно-обоснованные нормативы технологических потерь нефти при добыче, технологически связанные с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождения.

Технологические потери нефти при добыче, подготовке и транспортировке для месторождения Северо-Западный Кызылкия рассчитаны в 2020 г. специалистами АО «НИПИнефтегаз», г.Актау и составили 0,98% в том числе среднегодовые потери от испарения нефти – 0,9727%; потери нефти за счет уноса со сточной водой - 0,0078%.

Согласно Методическим Указаниям ПСТ РК 15-2014 [8] ввод дополнительных установок, оборудования, бурение и ввод в эксплуатацию новых скважин влияет на уровень потерь нефти и газа, что является обоснованием для периодического уточнения данных нормативов.

6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

На месторождении Северо-Западный Кызылкия добываемый сырой газ в основном используется на собственные нужды в виде топлива на печах подогрева нефти промысла, а также, на выработку электроэнергии.

Утилизация газа осуществляется в соответствии с «Программой развития переработки сырого газа месторождения Северо-Западный Кызылкия на период 2022-2024 гг. (Корректировка периода 2022-2023 гг.)», утвержденной Рабочей группой по выработке предложений по утверждению Программ развития переработки попутного газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные Программы утилизации газа и Программы развития переработки газа МЭ РК (Протокол №4 от 05.05.2022 г.).

Разрешение на сжигание газа за № KZ26VPC00018027 от 19.08.2022г. в объеме 0,06911 млн. м³ на период с 01.01.2023 г. - 31.12.2023 г.

В соответствии с существующим положением в системе сбора и подготовки нефти на месторождении Северо-Западный Кызылкия основными объектами потребления газа являются:

- ГТЭС (5 ед. 105 Мвт) на месторождении Кумколь.

- печь подогрева типа DWELL в количестве 8 ед., 4 печи установлены на ПСН СЗКК, по 2 печи установлены на ЗУ-1 и ЗУ-2 (потребление газа в соответствии с техническими характеристиками составляет 111,2 м³/час при полной загрузке).
- печь подогрева типа АНМ в количестве 2 ед., установлены на ЗУ-4 и ЗУ-6 (потребление газа в соответствии с техническими характеристиками составляет 107,8 м³/час при полной загрузке).

Объемы электроэнергии вырабатываемые на ГТУ месторождения Кумколь покрывают потребности собственных нужд месторождения Северо-Западный Кызылкия.

На сегодняшний день приоритетным направлением использования свободных ресурсов газа м/р Северо-Западный Кызылкия является использование свободных ресурсов газа на м/р. Кум科尔 для выработки электроэнергии на ГТУ Кум科尔.

В свою очередь электроэнергия, вырабатываемая на ГТУ Кум科尔, по воздушным линиям электропередач в необходимом объеме обеспечивает нужды м/р Северо-Западный Кызылкия. Осуществление данного проекта обеспечивает надежность электроснабжения в связи с резервным питанием от сети КЕГОК.

В соответствии с требованиями предприятию рекомендовано перед разработкой Программы развития переработки (утилизации) газа рассчитать по ПСТ РК 13-2014 [9] технологические потери сырого (нефтяного) газа при добыче. Нормативные технологические потери сырого (нефтяного) газа для месторождения Северо-Западный Кызылкия рассчитаны специалистами АО "НИПИнефтегаз" в 2020 г. и составили 9524,07 м³ в год.

6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

С целью максимального извлечения имеющихся запасов нефти месторождения Северо-Западный Кызылкия, добыча нефти осуществляется с поддержанием пластового давления (ППД) путем закачки воды в продуктивные горизонты.

Источником водоснабжения для ППД является попутно-добываемая (сточная) вода.

Физико-химический состав пластовых и закачиваемых вод, исследуемых в период 2018-2022 гг., приведён в таблице 6.5.1.

Пластовые воды горизонтов РZ-I и РZ-II Восточного свода схожи между собой, пластовые воды горизонтов РZ-I и РZ-II Западного свода также схожи между собой. Все воды по составу относятся к хлоркальциевому типу.

Таблица 6.5.1 – Физико-химический состав пластовых и закачиваемых вод месторождения Северо-Западный Кызылкия

Горизонт	№ скв	Интервал отбора	Дата отбора	ρ, г/см ³	рН	Компоненты, мг/л						Σ мин г/л
						Ca	Mg	Na+K	Cl	SO ₄	HCO ₃	
Восточный свод												
PZ-I	127	н.д.	15.09.2018 г.	1,060	6,53	14529	1795	14758	52915	256,3	98,4	84,3
PZ-II	129	1439,0-1441,0	19.03.2020 г.	1,015	6,88	2060	1218	3687	12524	342,0	183,0	20,0
PZ-I	230	1439,0-1441,0	18.03.2020 г.	1,040	6,89	6937	1751	16848	43218	38,0	183,0	69,0
PZ-1+PZ-2	238	1427,0-1452,0	08.03.2022 г.	1,057	7,04	16810	1274	15355	47051	416,3	167,8	81,1
M-II-2	42	1411,5-1416,0	26.24.2022 г.	1,040	6,63	7218	1162	15536	35912	отс	305,0	60,1
Западный свод												
PZ-I	118	1379,0-1394,0	14.01.2020 г.	1,031	7,56	4798	710	15370	33007	315,6	335,5	54,5
			14-29.01.2020 г.	1,036	7,03	6841	1107	18341	42841	213,0	427,0	69,8
	102	н.д.	07.03.2020 г.	1,047	6,33	6695	1509	17490	42615	274,0	183,0	68,8
	240	1376,0-1396,0	21.06.2020 г.	1,059	6,15	23448	1375	8884	58625	2,0	1220,0	93,5
	108	1417,0-1436,5	15.06.2021 г.	1,047	6,75	10508	1231	13326	42560	250,0	122,0	68,0
	113	1319,0-1417,0	18.08.2021 г.	1,034	6,74	6376	1510	9697	30516	10,0	198,0	48,3
	220	н.д.	02.12.2022 г.	1,052	7,41	11318	1544	15047	47584	отс	152,5	75,7
Сточная вода в системе ППД												
БКНС			21.08.2016	1,060	6,80	10621	1580	9598	37985	176,2	152,5	60,1
			17.03.2017	1,033	7,07	6428	1028	10310	27988	400,2	396,5	46,6
			26.05.2018	1,054	6,80	7511	1843	13030	38303	338,2	350,8	61,4
			23.10.2018	1,056	6,43	12204	1929	15579	51030	280,0	213,5	81,2
			23.10.2018	1,059	6,79	13248	1852	11969	47075	274,0	244,0	74,7
			23.10.2018	1,044	7,38	9860	1116	8939	34195	355,2	183,0	54,6
			23.10.2018	1,031	7,64	7312	1144	7004	26670	430,3	274,5	42,8

Закачиваемые в систему ППД воды имеют минерализацию от 42,8 до 81,2 г/л, плотность от 1,031 до 1,06 г/см³ и относятся к хлоркальциевому типу. Содержание ионов хлора варьирует от 26,7 до 51,0 г/л, сульфатов – до 0,43 г/л, гидрокарбонатов – до 0,396 г/л, кальция – от 6,4 до 13,2 г/л, магния – от 1,03 до 1,9 г/л, суммарное количество калия и натрия составляет от 7,0 до 15,6 г/л.

Система ППД на месторождении внедрена в 2014 г.

По состоянию на 01.01.2023 г. фонд нагнетательных скважин составляет 17 единиц, из них 16 – в работе, скважина 51 – в бездействующем фонде. 10 скважин (38, 106, 111, 115, 201, 204, 214, 219, 222, 226) осуществляют закачку воды в I объект, 5 скважин (37, 125, 126, 233, 234) - во II объект, скважина 34 - в III объект.

Для того чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода в соответствии с коллекторскими свойствами (проницаемость по керну для 1 объекта= $75,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², проницаемость 2 объекта= $19 \cdot 10^{-3}$ мкм²) должна соответствовать установленным требованиям [7], приведённым в таблице 6.5.2.

Таблица 6.5.2 - Требования к качеству закачиваемой воды

Параметры	Объекты	
	I	II
Стабильность	стабильна	
Совместимость с пластовыми водами	снижение приёмистости допускается не более 20%	
Количество мех примесей	до 5 мг/л	
Содержание нефтепродуктов	до 10 мг/л	
Размер взвешенных частиц	90% частиц не крупнее 1 мкм	
Содержание растворённого кислорода	менее 0,5 мг/л	
Содержание сероводорода	отсутствие	
Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ)	отсутствие	

В таблице представлены результаты исследований на содержание мех примесей и нефтепродуктов в закачиваемой воде, отобранный с БКНС (таблица 6.5.3).

Результаты исследований показывают, что по содержанию мех примесей и нефтепродуктов наблюдается превышение показателей качества над нормативными значениями при закачке в I и II объекты разработки.

При реализации системы ППД необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды. Согласно [11] необходимо проводить ежедневный контроль содержания нефтепродуктов и мех примесей в закачиваемой воде и раз в квартал на нагнетательных скважинах осуществлять замеры забойного давления.

Таблица 6.5.3 – Результаты исследований по контролю качества закачиваемой воды

Место отбора	Дата отбора	Механические примеси, мг/л	Нефте продукты мг/л	Место отбора	Дата отбора	Механические примеси, мг/л	Нефте продукты мг/л
БКНС	04.01.2021 г.	21,0	23,1	БКНС	04.12.2021 г	19,0	23,1
	16.01.2021 г.	26,0	24,8		13.12.2021 г.	28,0	22,7
	28.01.2021 г.	28,0	25,1		28.12.2021 г.	21,0	24,2
	04.02.2021 г.	23,0	23,9		04.01.2022 г	23,0	25,1
	16.02.2021 г.	23,0	24,9		22.01.2022 г.	22,0	23,9
	06.03.2021 г.	21,0	25,4		31.01.2022 г.	20,0	23,8
	28.03.2021 г.	23,0	24,8		04.02.2022 г	23,0	27,8
	16.04.2021 г.	23,0	23,4		28.02.2022 г.	23,0	24,8
	28.04.2021 г.	16,0	22,5		10.03.2022 г.	18,0	26,1
	01.05.2021 г	24,0	25,6		28.03.2022 г.	21,0	24,3
	10.05.2021 г.	20,0	25,8		16.04.2022 г.	25,0	25,3
	28.05.2021 г.	18,0	26,1		28.04.2022 г.	26,0	28,8
	05.08.2021 г	19,0	22,4		01.05.2022 г	25,0	26,4
	13.08.2021 г.	18,0	21,5		10.05.2022 г.	26,0	23,8
	31.08.2021 г.	24,0	28,9		29.05.2022 г.	23,0	25,8
	04.09.2021 г	19,0	22,7		04.06.2022 г.	21,0	24,6
	13.09.2021 г.	19,0	23,9		16.06.2022 г.	20,0	23,8
	28.09.2021 г.	27,0	20,3		28.06.2022 г.	20,0	25,2
	04.11.2021 г	23,0	25,7		04.08.2022 г	23,0	22,7
	13.11.2021 г.	21,0	23,2		13.08.2022 г.	24,0	27,8
	28.11.2021 г.	25,0	25,8				

К числу факторов, осложняющих реализацию системы ППД, можно отнести низкую, не соответствующую проектной, приёмистость нагнетательных скважин.

Палеозойские отложения месторождения представлены двумя комплексами: карбонатным (РZ-I) и терригенным (РZ-II).

Отложения РZ-I представлены в основном известняками (90-99%) с прослойками аргиллитов. Терригенные отложения РZ-II литологически представлены песчаниками, аргиллитами и алевролитами с прослойками и обломками известняков. Отложения горизонта М-II-2 литологически представлены песчаниками серыми, светло-серыми, разнозернистыми, слабосцементированными, алевритистыми с прослоями глинистых алевролитов и глин.

Значения пористости и проницаемости для I объекта составляют соответственно 19-27% и 0,075 мкм². Значения пористости и проницаемости для II объекта составляют соответственно 19% и 0,019 мкм²

Восстановить проницаемость терригенных коллекторов помогут глинокислотные обработки, карбонатных коллекторов – солянокислотные обработки.

6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт

Система подготовки воды должна быть закрытой, чтобы избежать контакта добываемой воды с атмосферой. Каждая скважина должна быть оснащена штуцерным клапаном и расходомером для контроля распределения нагнетаемой воды.

Существуют следующие методы очистки воды от нефти и мех примесей: отстой, флотация, осаждение, фильтрация и сепарация. Подготовка воды чаще всего осуществляется путем отстоя в резервуарах различного объема и формы. В таких условиях частицы менее 5 мкм осаждаются медленно, и гранулометрический состав взвесей не контролируется. Более тонкую очистку обеспечивает фильтрация и сепарирование под действием центробежных сил.

Очистка от нефти осуществляется отстоем в резервуарах цеха подготовки нефти. В случае превышения требуемых норм очистки в технологическую схему может быть включен блок гидроциклонов типа жидкость–жидкость.

Предварительная очистка от механических примесей проводится отстоем в резервуарах. Дополнительная подготовка воды может осуществляться путем ее фильтрации через различного рода фильтры (фильтры грубой очистки, фильтры на пористых средах, патронные фильтры) или сепарации в гидроциклах и центрифугах.

В настоящее время в систему ППД входят следующие объекты:

- блочная кустовая насосная станция (БКНС) с дожимными (3 ед.) и нагнетательными насосами (3 ед.);
- резервуар пластовой воды РВС-2000м³ (2 ед.);
- водораспределительные пункты (ВРП) — 3 ед.;
- высоконапорные водоводы от БКНС до ВРП диаметром 273 мм;
- разводящие трубопроводы от ВРП до скважин диаметром 114 мм.

Технологическая схема распределения потоков системы ППД месторождения Северо-Западный Кызылкия представлена на рисунке 6.3.1.

Попутно-добываемая пластовая вода, пройдя блок фильтрации и объекты очистки, по водоподводящим трубопроводам низкого давления поступает на БКНС, расположенную на территории пункта сбора нефти. На БКНС установлены подпорные насосы (Р-22 а, б) в количестве 2 ед. марки 2К4х3-82 ВУ. Вода с подпорных насосов направляется на 4 сетчатых фильтра (F-21-а, б, с, д) для очистки от механических примесей и подается на узел учета воды, далее вода поступает на прием нагнетательных 10-ти

ступенчатых горизонтальных центробежных насосов марки ЭО70-125x10, откуда через ВРП по высоконапорным водоводам закачивается в нагнетательные скважины.

На БКНС предусмотрена дренажная система, которая используется для слива жидкости из трубопроводов и аппаратов в случае проведения ремонтных и профилактических работ, с последующей откачкой её в технологический процесс. Весь процесс на БКНС полностью автоматизирован, что позволяет вовремя устранять неполадки в системе. Принципиальная схема БКНС представлена на рисунке 6.6.1.

По системе заводнения для рекомендуемого 2-го варианта разработки предполагается обустроить:

- За период 2027-2039 гг. - перевод 7-ми скважин, временно дающих нефть, в систему ППД, в том числе 2027 г. – 1 скважина, 2029 г. - 1 скважина, 2030 г. - 1 скважина, 2032 г. - 1 скважина, 2033 г. - 1 скважина, 2036 г. - 1 скважина, 2039 г. - 1 скважина;
- Нагнетательные скважины предлагается оборудовать нагнетательной арматурой;
- Прокладка высоконапорных водоводов до нагнетательной скважины.

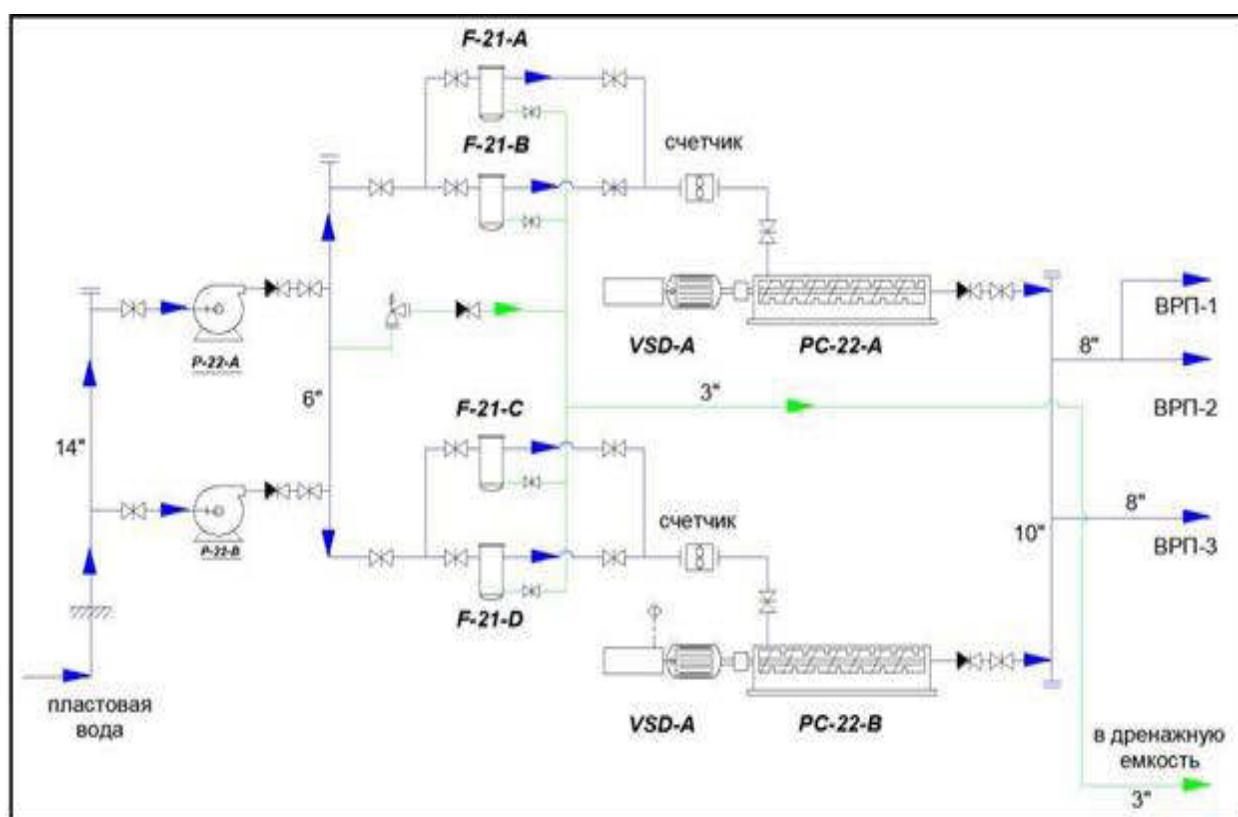


Рисунок 6.6.1 –Принципиальная технологическая схема БКНС

7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Техническими проектами на строительство скважин и схемой разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия с учетом назначения скважин, геологической характеристики разреза, проектной глубины, методов воздействия на пласт, способов эксплуатации скважин, а также многолетнего опыта строительства предусмотрена нижеследующая конструкция скважин (табл.7.1.1):

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция скважин

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
Направление	490	426	10	0
Кондуктор	393,7	324	40	0
Техническая колонна	295,3	245	600	0
Эксплуатационная колонна	215,9	168	1500	0

Конструкция скважины представляет собой комплекс данных о ее глубине, числе обсадных колонн, их наружных диаметрах и глубинах спуска, диаметрах долот для бурения ствола под каждую из колонн, о глубинах интервалов цементирования заколонного пространства.

Конструкция скважины должна обеспечивать надежность, технологичность, безопасность их бурения и эксплуатации, в том числе:

- безопасное ведение работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины, надежное разобщение различных пластов в разрезе;
- применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации в условиях применения запроектированных методов воздействия на пласти или использования природных режимов залежей;
- получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;
- выполнение условий охраны недр и окружающей природной среды за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевого пространства;
- максимально возможное использование продуктивности объектов разработки за счет оптимальных диаметров эксплуатационных колонн и конструкций забоев.

Надежность и долговечность конструкции должна обеспечивать нормальную эксплуатацию скважины.

В конечном итоге конструкция должна быть простой, безопасной и надежной при нормальных и аварийных режимах работы скважины.

Размер внутрискважинного оборудования, а соответственно и конструкция скважины, должны обеспечивать темпы добычи нефти и темпы закачки воды.

На месторождении Северо-Западный Кызылкия за отчетный период пробурены 17 скважин (102, 103, 104, 105, 113, 114, 116, 117, 118, 130, 200, 239, 240, 241, 242, 207Д-наклонно-направленная, 101Д-горизонтальная), фактические конструкции которых представлены в таблице 7.1.2.

Таблица 7.1.2 - Фактические конструкции скважин

№ скв.	Кондуктор		Тех. колонна		Экс. колонна	
	глубина спуска, м	наружный диаметр, мм	глубина спуска, м	наружный диаметр, мм	Искусствен-ный забой, м	наружный диаметр, мм
102	40,7	324	532,96	244,5	1470,0	168,3
103	39,62	324	587,07	244,5	1466	168,3
104	40,3	324	583,7	244,5	1474	168,3
105	39,7	324	583,3	244,5	1450,5	168,3
113	41,4	324	629,8	244,5	1436,5	168,3
114	39,8	324	591,4	244,5	1485,0	168,3
116	41,1	324	589,2	244,5	1465,35	168,3
117	40,8	324	600,6	244,5	1494,17	168,3
118	37,1	324	585,3	244,5	1491,57	168,3
130	37,5	324	697,34	244,5	1502,0	168,3
200	35,8	324	647,47	244,5	1442,0	168,3
239	41,9	324	681,0	244,5	1547,9	168,3
240	38,8	324	582	244,5	1470	168,3
241	41,1	324	593,1	244,5	1486	168,3
242	40,3	324	600,9	244,5	1474,9	168,3
207Д (нис)	37,46	324	963,0	244,5	1445(по верт.) 1820(по стволу)	168,3
101Д (гс)	38,5	324	906,0	244,5	Доход прибора: 1334,6(по верт.) 1685 (по стволу)	168,3

Пробуренные эксплуатационные скважины имели двухколонную (не считая кондуктора) конструкцию.

За отчетный период на месторождении Северо-Западный Кызылкия пробурены 1 наклонно-направленная (207Д) и 1 горизонтальная (101Д) эксплуатационные скважины. В таблице 7.1.3 представлены проектные конструкции этих скважин:

Таблица 7.1.3 – Проектные конструкции скважин 207Д и 101Д

№ скважин	Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	ВПЦ от устья
		Долото	Колонна		
207Д (наклонно-направленная)	Направление	490,0	426,0	10	0
	Кондуктор	393,7	324,0	40	0
	Тех колонна	295,3	244,5	750±250	0
	Экс колонна	215,9	168,3	1400,93м (по верт) 1775,23м (по стволу)	0
101Д (горизонтальная)	Направление	490,0	426,0	10	0
	Кондуктор	393,7	324,0	40	0
	Тех колонна	295,3	244,5	700±250	0
	Экс колонна	215,9	168,3	1391,91м (по верт) 1681,93м (по стволу)	0

Выполнение требований к технологии проведения и качеству цементирования скважин

Цементирование эксплуатационной колонны осуществлялось тампонажным раствором с дифференцированной плотностью:

первая порция – облегченный цементный раствор с плотностью 1,50 г/см³;

забойная пачка - раствор на основе цемента G нормальной плотности 1,89 г/см³.

Применение технологии цементирования растворами с дифференцированной плотностью, когда первая порция цементного раствора, перекрывающая межколонное пространство и верхние непродуктивные интервалы 1100-0 м имеет пониженную плотность 1,50 г/см³, а последняя порция цементного раствора, перекрывающая забойную часть или продуктивные интервалы (забой-1100) м. имеет нормальную плотность 1,89 г/см³, позволяет избежать частичной или полной потери циркуляции во время цементирования, приводящей к значительным недоподъемам цемента до проектной высоты.

Для решения проблемы недоподъемов цементного раствора применена технология цементирования с использованием тампонажных растворов с дифференцированной плотностью. Цементирование эксплуатационных колонн растворами с дифференцированной плотностью позволило обеспечить достижение проектной высоты подъема цемента, а также гарантировать качественное разобщение пластов и надежную изоляцию горизонтов.

Результаты акустической цементометрии (АКЦ) интерпретируются как хороший контакт, частичный контакт, плохой контакт и отсутствие контакта.

Анализ и оценка качества цементирования проводились по результатам АКЦ, полученным при прохождении прибора после цементирования эксплуатационной колонны через эксплуатационную колонну.

Для получения детальной информации о качестве сцепления цементного камня с колонной для исследования был взят весь интервал цементирования (с учетом технологии закачки тампонажного раствора) от забоя до устья.

Результаты оценки качества цементирования эксплуатационных колонн по скважинам, пробуренным и зацементированным за истекший период, представлены ниже в таблице 7.1.4.

Таблица 7.1.4 - Оценка качества цементирования эксплуатационных колонн

№ скв	Интервал исследования	Контакт цемента с колонной (АКЦ)								Коэффиц. качества цементир $K_{цем}$	
		хороший		частичный		плохой		отсутствует			
		м	%	м	%	м	%	м	%		
102	14-1448	1037,2	72,3	207,9	14,5	179,4	12,5	9,5	0,7	0,72	
103	0-1440	934,9	65,96	357	25,19	119,2	8,41	6,2	0,44	0,65	
104	0-1474	1379,6	97,0	37,3	2,6	5,1	0,4	-	-	0,94	
105	0-1429	1210,0	85,65	177,7	12,57	21,2	1,5	3,9	0,28	0,85	
113	11-1431	1177,7	82,9	110,7	7,8	131,6	9,3	-	-	0,83	
114	9-1480	1265,2	86,0	123,2	8,4	73,4	5,0	9,2	0,6	0,86	
116	5-1466	480,5	53,7	52,7	5,9	361,8	44,0	(свободная колонна 553м)		0,53	
117	5-1487	1382,5	94,0	62,1	4,2	23,3	1,6	2,1	0,2	0,93	
118	20-1463	966,6	67,0	265,9	18,4	210,5	14,6	-	-	0,67	
130	8,2-1488	1447,4	97,8	32,1	2,2	-	-	-	-	0,98	
200	8,8-1425,4	1397,6	98,66	1,4	0,1	2,8	0,2	14,8	1,04	0,98	
239	9,0-1504	1195,9	80,0	192,1	12,8	107,0	7,2	-	-	0,80	
240	10-1449	439,5	30,7	106	7,4	882,3	61,6	5,2	0,3	0,305	
241	9,0-1465	860,5	59,1	455,7	31,3	139,8	9,6	-	-	0,59	
242	0-1448,6	1060,6	74,43	82,8	5,81	281,6	19,8	-	-	0,73	
101Д	13-1664	1310,4	79,4	33,2	2,0	307,4	18,6	-	-	0,79	
207Д	10-1445	1290	90,0	144,9	10,0	-	-	-	-	0,9	

Как показал анализ и оценка качества цементирования скважин, пробуренных за отчетный период, есть определенные успехи в части подъема цемента до проектной высоты, а также улучшения качества цементирования продуктивных интервалов.

В целом, технологические параметры в части подъема цемента до проектной высоты, а также качество цементирования эксплуатационных колонн в большинстве скважин соответствуют требуемому уровню.

Оценка качества цементирования показала, что цементирование скважин является одной из основных задач, требующих решения при строительстве и освоении скважин.

Результатом цементирования должно быть предотвращение межпластовых перетоков и формирование герметичного цементного кольца. На практике выполнение этой задачи трудноразрешимо из-за недостаточной изученности всех факторов, влияющих на образование цементного камня и идеализации процессов, происходящих в затрубном пространстве.

В процессе вскрытия проницаемых пластов изменяется температура и пластовые давления, происходит замещение пластового флюида закачиваемыми агентами.

Существенное влияние на герметичность заколонного пространства оказывает оснастка, подготовка ствола скважины к проведению тампонажных работ, составы тампонажных смесей и буферных жидкостей, средства и способы цементирования.

7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения

скважин

Вскрытие продуктивных пластов в процессе бурения должно обеспечивать максимально возможное сохранение естественного состояния их призабойной зоны.

Тип и параметры бурового раствора для первичного вскрытия продуктивных пластов должны соответствовать особенностям геолого-физического строения, коллекторских и фильтрационных характеристик пластов с учетом целей и методов исследований.

Буровой раствор должен обеспечивать максимальное сохранение естественной проницаемости и нефтенасыщенности коллектора.

Требования к буровым растворам базируются на фактической информации по данным предыдущего бурения скважин на площади.

При этом учтены геологические особенности вскрываемого разреза и осложнения в процессе проводки скважин (поглощение бурового раствора, осьпи и обвалы стенок скважин, нефтегазоводопроявления, наличие прихватоопасных зон).

Так как перспективный разрез представлен преимущественно глинистыми отложениями, а сами продуктивные пластины-коллекторы характеризуются высокой глинистостью, то при использовании неингибированных систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными и легкодиспергирующими глинами разреза.

Это приводит к снижению механической скорости проходки, ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы, либо полное отсутствие ее;
- плотность раствора должна быть такой, чтобы дифференциальное давление при бурении в зоне продуктивного пласта было нулевым или близким к этому значению;
- фильтрация бурового раствора должна быть минимальной;
- состав фильтрата в случае проникновения в пласт не должен вызывать физико-химические явления, снижающие проницаемость околосвольной зоны пласта (набухание глин, увеличение гидрофильтности породы, образование нерастворимого осадка и т.д.);
- поверхностное натяжение на границе «фильтрат-нефть» должно быть минимальным.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта при первичном вскрытии, предусматривается полимерная ингибирующая система бурового раствора на основе хлористого калия (KCl).

Высокая ингибирующая способность таких растворов обеспечивает устойчивость стенок при бурении скважин, в разрезе которых имеются глинистые породы, склонные к набуханию и обваливанию, позволяет повысить качество вскрытия продуктивных пластов за счет предотвращения набухания содержащихся в них глинистых частиц.

Качество жидкости, используемой для заполнения колонны перед перфорацией, и противодавление на пласт должны обеспечить сохранение естественной проницаемости призабойной зоны.

Жидкости для вторичного вскрытия (перфорации) также должны обеспечивать сохранение коллекторских характеристик продуктивных пластов.

Технологическая жидкость, в среде которой производится перфорация, не должна содержать твердой фазы и должна быть химически совместима с флюидами, насыщающими призабойную зону пласта на момент вторичного вскрытия. Так как глинистые растворы этим требованиям не отвечают, то в качестве таковой необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, водные растворы хлоридов необходимо загущать специальными загущающими полимерами. Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Анализ промысловых материалов по вторичному вскрытию продуктивных пластов и освоению скважин, вышедших из бурения, показал, что вторичное вскрытие производится кумулятивной перфорацией в среде перфорационной жидкости, что соответствует проекту разработки.

Для вторичного вскрытия продуктивных пластов перфорацией, с целью сохранения коллектора, предлагается использовать перфорационная жидкость, в состав которой входит: водный раствор соли, очищенный от механических примесей, полимер-загуститель (с целью снижения фильтрации рассола в пласт) и неионогенное ПАВ (с целью снижения поверхностного натяжения на границе сред).

Скважина 101-Д является горизонтальной. Освоение производилось методом свабирования скважины два раза. В первом случае начальный уровень жидкости – 1230 м, конечный уровень жидкости 1350 м., а во втором случае начальный уровень жидкости – 1240 м, конечный уровень жидкости 1350 м. Извлеченная жидкость составляет $19,06 \text{ м}^3$. Жидкость в колонне: техническая вода с плотностью $1,01 \text{ г}/\text{см}^3$, нефть с плотностью – $0,845 \text{ г}/\text{см}^3$. Гидростатическое давление в интервале перфорации составляет:

- при заполнении колонны технической водой 153 атм.;
- при заполнении колонны нефтью 128 атм.

Интервалы перфорации: 1398,5-1403 м - действующая перфорация,

1525-1546; 1555-1569 – изолировано цементом.

Скважина 130 является вертикальной. При освоении скважины был использован корпусный перфоратор Ø114,3 мм на кабеле с зарядами, плотностью по 16 отв. на 1 пог/м.

Интервалы перфорации: 1453-1455 м; 1457-1462 м; 1462-1465 м.

Освоение производилось методом свабирования скважины 30 раз. Итого получен приток $7,59 \text{ м}^3$, из них 99% - вода, 1,0% - нефть.

Жидкость в колонне: техническая вода с плотностью $1,01 \text{ г}/\text{см}^3$, нефть с плотностью – $0,845 \text{ г}/\text{см}^3$. Гидростатическое давление в интервале перфорации составляет:

- при заполнении колонны технической водой 144 атм.;
- при заполнении колонны нефтью 121 атм.

Скважина 200 является вертикальной. При освоении скважины был использован корпусный перфоратор Ø114,3 мм на кабеле с зарядами, плотностью по 16 отв. на 1 пог/м.

Интервалы перфорации: 1373,6-1376,8 м; 1380-1381,5 м.

Тип скважины - ШГН.

Жидкость в колонне: техническая вода с плотностью $1,01 \text{ г}/\text{см}^3$, нефть с плотностью – $0,845 \text{ г}/\text{см}^3$. Гидростатическое давление в интервале перфорации составляет:

- при заполнении колонны технической водой 136 атм.;
- при заполнении колонны нефтью 114 атм.

Скважина 207-Д является наклонно-направленной. При освоении скважины был использован перфоратор типа Power Jet 4505 HMX по 16 отв. на 1 пог/м.

Интервалы перфорации: 1608-1613 м; 1573-1578 м; (1445-1820 м).

Закачка нагнетания азота через затрубное пространство. Всего получено 20,99 м³ жидкости. Освоение производилось методом свабирования скважины 13 раз.

Жидкость в колонне: техническая вода с плотностью 1,01 г/см³, нефть с плотностью – 0,845 г/см³. Гидростатическое давление в интервале перфорации составляет:

- при заполнении колонны технической водой 160 атм.;
- при заполнении колонны нефтью 134 атм.

Скважина 114 является вертикальной. При освоении скважины был использован корпусный перфоратор Ø114,3 мм на кабеле с зарядами, плотностью по 16 отв. на 1 пог/м.

Интервал перфорации 1420-1431 м.

После соляно-кислотной обработки (СКО) с учетом свабирования извлечено 49,13 м³ жидкости. Получен жидкость с небольшим количеством газа.

Тип скважины - ЭЦН.

Жидкость в колонне: техническая вода с плотностью 1,01 г/см³, нефть с плотностью – 0,845 г/см³. Гидростатическое давление в интервале перфорации составляет:

- при заполнении колонны технической водой 141 атм.;
- при заполнении колонны нефтью 118 атм.

Скважина 113 является вертикальной. При освоении скважины был использован корпусный перфоратор CNLC Ø114,3 мм на кабеле с зарядами, плотностью по 17 отв. на 1 пог/м.

Интервалы перфорации 1370-1385 м; 1395,5-1417 м.

Тип скважины - ШГН.

Освоение производилось методом свабирования скважины 17 раз. Всего извлечено 21,71 м³ жидкости.

Жидкость в колонне: техническая вода с плотностью 1,01 г/см³, нефть с плотностью – 0,845 г/см³. Гидростатическое давление в интервале перфорации составляет:

- при заполнении колонны технической водой 138 атм.;
- при заполнении колонны нефтью 116 атм.

Скважина 116 является вертикальной. При освоении скважины был использован корпусный перфоратор Ø114,3 мм на кабеле с зарядами, плотностью по 17 отв. на 1 пог/м.

Интервалы перфорации 1400-1405 м, 1407-1409,5 м; 1411-1417 м, 1420-1425 м.
Средняя отметка 1445,25 м.

Тип скважины - ЭЦН.

Освоение производилось методом свабирования скважины 19 раз. Получен слабый газ.

Жидкость в колонне: техническая вода с плотностью 1,01 г/см³, нефть с плотностью – 0,845 г/см³. Гидростатическое давление в интервале перфорации составляет:

- при заполнении колонны технической водой 143 атм.;
- при заполнении колонны нефтью 120 атм.

Скважина 118 является вертикальной. При освоении скважины был использован корпусный перфоратор CNLC Ø114,3 мм на кабеле с зарядами, плотностью по 16 отв. на 1 пог/м.

Интервалы перфорации 1379-1384 м, 1390-1394 м.

Освоение производилось методом свабирования скважины 22 раза. Для снижения уровня жидкости в скважине, извлечено 11,87 м³ жидкости. Средняя обводненность – 100%.

Жидкость в колонне: техническая вода с плотностью 1,01 г/см³, нефть с плотностью – 0,845 г/см³. Гидростатическое давление в интервале перфорации составляет:

- при заполнении колонны технической водой 140 атм.;
- при заполнении колонны нефтью 117 атм.

Скважина 117 является вертикальной. При освоении скважины был использован корпусный перфоратор CNLC Ø114,3 мм на кабеле с зарядами, плотностью по 16 отв. на 1 пог/м.

Интервалы перфорации 1415-1422 м, 1424-1434 м. Средняя отметка 1424,5 м.

Тип скважины - ЭЦН. ЭЦН заменен на насос 25-150 RHAM.

Освоение производилось методом свабирования скважины.

Жидкость в колонне: техническая вода с плотностью 1,01 г/см³, нефть с плотностью – 0,845 г/см³. Гидростатическое давление в интервале перфорации составляет:

- при заполнении колонны технической водой 141 атм.;
- при заполнении колонны нефтью 118 атм.

Скважина 102 является вертикальной. При освоении скважины был использован корпусный перфоратор CNLC Ø114,3 мм на кабеле с зарядами, плотностью по 16 отв. на 1 пог/м.

Интервалы перфорации 1400-1410 м, 1415-1421 м. Средняя отметка 1405 м.

Перевод скважины с ВШГН на ЭЦН.

Освоение производилось методом свабирования скважины.

Жидкость в колонне: техническая вода с плотностью 1,01 г/см³, нефть с плотностью – 0,845 г/см³. Гидростатическое давление в интервале перфорации составляет:

- при заполнении колонны технической водой 139 атм.;
- при заполнении колонны нефтью 116 атм.

Скважина 240 является вертикальной. При освоении скважины был использован корпусный перфоратор CNLC Ø114,3 мм на кабеле с зарядами, плотностью по 16 отв. на 1 пог/м.

Интервалы перфорации 1376-1389 м, 1393-1396 м, 1319-1324 м, 1329-1334 м, 1343-1347 м. Средняя отметка 1386 м.

Освоение производилось методом свабирования скважины. Извлечено 11,5 м³ жидкости. Интервал свабирования: 1319-1324 м, 1343-1347 м. Нагнетание азота. В скважине был произведен ГРП. В скважину закачено 62,9 м³ жидкости, из них 59,9 м³ гель при ГРП.

Жидкость в колонне: техническая вода с плотностью 1,01 г/см³, нефть с плотностью – 0,845 г/см³. Гидростатическое давление в интервале перфорации составляет:

- при заполнении колонны технической водой 137 атм.;
- при заполнении колонны нефтью 115 атм.

Скважина 103 является вертикальной. При освоении скважины был использован корпусный перфоратор CNLC Ø114,3 мм на кабеле с зарядами, плотностью по 16 отв. на 1 пог/м.

Интервал перфорации 1401-1410,5 м.

Освоение производилось методом свабирования скважины. Извлечено 11,73 м³ жидкости. Произведено соляно-кислотная обработка (СКО).

Жидкость в колонне: техническая вода с плотностью 1,01 г/см³, нефть с плотностью – 0,845 г/см³. Гидростатическое давление в интервале перфорации составляет:

- при заполнении колонны технической водой 139 атм.;
- при заполнении колонны нефтью 117 атм.

Скважина 104 является вертикальной. При освоении скважины был использован корпусный перфоратор CNLC Ø114,3 мм на кабеле с зарядами, плотностью по 16 отв. на 1 пог/м.

Интервал перфорации 1387-1392,5 м.

Освоение производилось методом свабирования скважины. Извлечено 11,52 м³ жидкости. Произведено соляно-кислотная обработка (СКО). Нагнетание азота через затрубное пространство. Давление затрубом - 115 атм. Во время закачки азота через затрубное пространство и свабирование, получено 28,16 м³ жидкости.

Жидкость в колонне: техническая вода с плотностью 1,01 г/см³, нефть с плотностью – 0,845 г/см³. Гидростатическое давление в интервале перфорации составляет:

- при заполнении колонны технической водой 140 атм.;
- при заполнении колонны нефтью 117 атм.

Скважина 105 является вертикальной. При освоении скважины был использован корпусный перфоратор CNLC Ø114,3 мм на НКТ с зарядами ZPK114-AT-M-04(32,7гр.), плотностью зарядов по 16 отв. на 1 пог/м., фаза- 60⁰. Перед перфорацией снизили уровня жидкости в колонне.

Интервал перфорации (1394,5-1397,0; 1401,0-1405,0)м.

Освоение производилось снижением уровня в стволе скважины созданием депрессии на пласт методом свабирования скважины. Всего при опробовании получено 38,66м³ нефти, 3,4м³ воды.

Скважина 241 является вертикальной. При освоении скважины был использован корпусный перфоратор CNLC Ø114,3 мм на НКТ с зарядами SDP45RDX39-1 (39,0 гр.), плотностью зарядов по 16 отв. на 1 пог/м., фаза- 60⁰. Перед перфорацией снизили уровня жидкости в колонне.

Интервал перфорации (1410,5-1413,0; 1421,5-1430,0)м. После перфорации на устье скважины приток не получен.

Вызов притока произведён снижением уровня в стволе скважины, созданием депрессии на пласт методом свабирования скважины. Результат опробования: объект нефтяносный.

Скважина 242 является вертикальной. При освоении скважины был использован корпусный перфоратор CNLC Ø114,3 мм на НКТ с зарядами SDP45RDX39-1 (39,0 гр.), плотностью зарядов по 16 отв. на 1 пог/м., фаза- 60⁰. Перед перфорацией снизили уровня жидкости в колонне.

Интервал перфорации (1387,5-1400)м

Вызов притока произведён снижением уровня в стволе скважины, созданием депрессии на пласт методом свабирования скважины.

При опробовании получено 9,85м³ нефти, 13,61м³ воды. 28.01.2022года согласно по программе произведен ГРП. Давление разрыва пласта 160 атм. Закачено 40 тн. проппанта. Всего закачено 220 м³ жидкости (гель). Получено 21,44м³ нефти и 49,45 м³ воды.

Рекомендации:

1. С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибиционных полимерных систем буровых растворов.
2. С целью снижения отрицательных факторов воздействия, оказываемого буровым раствором на продуктивный пласт во время бурения и перфорационной средой во время перфорации, следует перфорировать продуктивные пласты в среде чистой жидкости, не содержащей твердой фазы.
3. С целью повышения эффективности работ по строительству эксплуатационных скважин необходимо осуществлять жесткий технологический контроль ведения буровых работ в части соблюдения параметров буровых растворов, режимов бурения, компоновок бурильного инструмента, технологии и проведения работ по цементированию скважин.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

По результатам расчетов технологических показателей составлено обоснование проекта плана добычи нефти по месторождению для 2 рекомендуемого варианта (таблицы 8.1-8.3), где приведены прогнозные уровни добычи нефти и жидкости, закачки рабочего агента, объемов эксплуатационного бурения, динамика фонда скважин средних дебитов основным объектам разработки и по месторождению и Северо-Западный Кызылкия на весь рентабельный год разработки.

Расчеты произведены с 2020 г. по 2057 г.

Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по месторождению. Вариант 2

№ п/п	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	79,0	74,2	71,1	69,5	67,2	63,7	59,0	54,6	50,5	46,7	43,2	40,0	37,1	34,4	31,6	29,1	26,8	24,7
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	77,2	72,4	67,4	65,0	65,0	63,7	59,0	54,6	50,5	46,7	43,2	40,0	37,1	34,4	31,6	29,1	26,8	24,7
3	из новых скважин, тыс.т.	1,8	1,8	3,7	4,5	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, тыс.т.	79,0	74,2	71,1	69,5	67,2	63,7	59,0	54,6	50,5	46,7	43,2	40,0	37,1	34,4	31,6	29,1	26,8	24,7
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	1	1	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	1	1	2	2	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	0	0	0
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	10	10	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	183	183	183	237	219	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скв., м	1500	1500	3000	3000	1500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	144,3	145,8	148,8	151,8	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3
13	В т.ч. добывающие скв.	144,3	145,8	148,8	151,8	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3
14	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	710,0	355,0	355,0	710,0	710,0	355,0	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	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т.	6,7	3,6	3,6	7,1	6,7	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	94,1	77,2	72,4	67,4	65,0	65,0	63,7	59,0	54,6	50,5	46,7	43,2	40,0	37,1	34,4	31,6	29,1	26,8
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	100,9	80,7	75,9	74,5	71,8	68,6	63,7	59,0	54,6	50,5	46,7	43,2	40,0	37,1	34,4	31,6	29,1	26,8
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	77,2	72,4	67,4	65,0	65,0	63,7	59,0	54,6	50,5	46,7	43,2	40,0	37,1	34,4	31,6	29,1	26,8	24,7
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-23,7	-8,4	-8,5	-9,5	-6,7	-4,9	-4,7	-4,4	-4,1	-3,8	-3,5	-3,2	-2,9	-2,7	-2,8	-2,5	-2,3	-2,1
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-23,5	-10,4	-11,2	-12,7	-9,4	-7,1	-7,5	-7,4	-7,5	-7,5	-7,4	-7,4	-7,3	-7,3	-8,1	-8,0	-7,9	-7,8
22	Мощность новых скважин, тыс.т.	3,7	3,7	7,3	6,9	3,7	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
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	4	2	2	1	1	1	1	0	2	0	1	1	1	0	2	0	2	0
24	Выбытие добывающих скважин под закачку, шт.	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	1	0	0	1	0	1	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	48	50	53	56	57	56	54	53	51	50	48	47	46	45	43	43	40	40
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	48	50	53	56	57	56	54	53	51	50	48	47	46	45	43	43	40	40
27	Фонд механизированных скважин, шт.	48	50	53	56	57	56	54	53	51	50	48	47	46	45	43	43	40	40
28	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0
29	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2	0	0	0	0
30	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	17	17	17	17	18	18	19	20	20	20	21	21	21	20	20	21	21	21
31	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	17	17	17	17	18	18	19	20	20	20	21	21	21	20	20	21	21	21
32	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	64,10	61,25	59,72	60,74	63,94	65,50	65,13	63,60	62,23	61,86	61,22	59,33	58,54	58,69	57,90	56,76	56,18	55,22
33	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	53,2	50,4	49,3	49,8	52,8	54,2	54,3	52,7	51,8	51,1	51,0	49,0	48,2	48,4	48,2	46,5	47,2	45,2
34	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	12,5	12,5	12,5	11,9	12,5	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
35	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	90,9	91,4	91,9	92,6	93,5	93,9	94,2	94,4	94,5	94,7	94,9	95,0	95,2	95,4	95,6	95,8	95,9	96,1
36	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	91,1	91,5	92,3	93,0	93,7	93,9	94,2	94,4	94,5	94,7	94,9	95,0	95,2	95,4	95,6	95,8	95,9	96,1
37	Средняя обводненность продукции фонда новых скважин, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	0,0	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	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	5,83	5,30	4,84	4,50	4,18	3,96	3,77	3,59	3,43	3,26	3,12	2,98	2,82	2,67	2,54	2,38	2,30	2,18
39	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	5,26	4,73	4,24	3,86	3,72	3,65	3,50	3,30	3,17	2,99	2,89	2,73	2,58	2,45	2,36	2,17	2,15	1,98
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	147,6	145,1	1															

Продолжение таблицы 8.1

№ п/п	Показатели	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	2	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	22,8	21,1	19,5	18,0	16,7	15,5	14,4	13,4	12,5	11,2	10,1	9,1	8,2	6,2	5,6	5,1	4,6
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	22,8	21,1	19,5	18,0	16,7	15,5	14,4	13,4	12,5	11,2	10,1	9,1	8,2	6,2	5,6	5,1	4,6
3	из 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
4	механизированным способом, тыс.т.	22,8	21,1	19,5	18,0	16,7	15,5	14,4	13,4	12,5	11,2	10,1	9,1	8,2	6,2	5,6	5,1	4,6
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	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
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скв., м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3
13	В т.ч. добывающие скв.	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3	153,3
14	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	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
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, 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
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	24,7	22,8	21,1	19,5	18,0	16,7	15,5	14,4	13,4	12,5	11,2	10,1	9,1	8,2	6,2	5,6	5,1
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	24,7	22,8	21,1	19,5	18,0	16,7	15,5	14,4	13,4	12,5	11,2	10,1	9,1	8,2	6,2	5,6	5,1
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	22,8	21,1	19,5	18,0	16,7	15,5	14,4	13,4	12,5	11,2	10,1	9,1	8,2	6,2	5,6	5,1	4,6
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-1,9	-1,7	-1,6	-1,4	-1,3	-1,2	-1,1	-1,0	-0,9	-1,3	-1,1	-1,0	-0,9	-1,9	-0,6	-0,5	-0,5
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-7,7	-7,6	-7,5	-7,4	-7,3	-7,2	-7,2	-7,1	-6,8	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0	-23,8	-9,5	-9,5	-9,5
22	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
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	2	0	2	2	1	1	2	0	1	1	0	1	7	0	0	0
24	Выбытие добывающих скважин под закачку, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	39	37	37	35	33	32	31	29	29	28	27	27	26	19	19	19	19
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	39	37	37	35	33	32	31	29	29	28	27	27	26	19	19	19	19
27	Фонд механизированных скважин, шт.	39	37	37	35	33	32	31	29	29	28	27	27	26	19	19	19	19
28	Ввод скважин под нагнетание.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	2	0	0	0	0	2	0	0	1	0	3	0	0	1	4	0	0
30	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	20	20	20	20	18	18	18	17	17	14	14	14	13	9	9	9	9
31	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	20	20	20	20	18	18	18	17	17	14	14	14	13	9	9	9	9
32	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	55,01	54,06	52,75	50,28	48,47	46,02	43,95	42,25	41,05	39,80	37,94	35,72	35,48	18,18	18,05	17,93	17,80
33	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	45,4	45,2	43,2	41,1	39,6	37,2	34,8	33,6	31,9	30,8	29,3	26,8	27,0	15,1	15,0	14,9	14,8
34	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
35	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	96,3	96,4	96,5	96,4	96,3	96,2	96,2	96,0	96,1	96,2	96,3	96,4	96,6	93,7	94,3	94,8	95,3
36	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	96,3	96,4	96,5	96,4	96,3	96,2	96,2	96,0	96,1	96,2	96,3	96,4	96,6	93,7	94,3	94,8	95,3
37	Средняя обводненность продукции фонда 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
38	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,04	1,96	1,86	1,82	1,79	1,73	1,69	1,67	1,59	1,50	1,40	1,29	1,19	1,14	1,03	0,93	0,84
39	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	1,87	1,82	1,69	1,65	1,62	1,55	1,49	1,48	1,38	1,28	1,20	1,08	1,01	1,05	0,95	0,86	0,78
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	85,0	80,1	76,3	68,4	68,9	62,3	56,2	53,5	50,6	56,9	51,9	47,0	49,0	23,7	23,4	23,1	22,9
41	Добыча жидкости всего, тыс.т.	614,4	579,5	553,8	499,0	453,5	412,8	374,1	338,0	321,1	298,6	274,5	251,3	243,1	99,7	99,0	98,3	97,6
42	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	614,4	579,5	553,8	499,0	453,5	412,8	374,1	338,0	321,1	298,6	274,5	251,3	243,1	99,7	99,0	98,3	97,6
43	из новых, 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
44	мех. способом, тыс.т.	614,4	579,5	553,8	499,0	453,5	412,8	374,1	338,0	321,1	298,6	274,5	251,3	243,1	99,7	99,0	98,3	97,6
45	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	614,4	579,5	553,8	499,0	453,5	412,8	374,1	338,0	321,1	298,6	274,5	251,3	243,1	99,7	99,0	98,3	97,6
46	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	3716,2	3737,2	3756,7	3774,7	3791,5	3807,0	3821,4	3834,7	3847,2	3858,4	3868,5	3877,6	3885,8	3892,0	3897,6	3902,7	3907,4
47	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,264	0,266	0,267	0,268	0,269	0,271	0,272	0,273	0,273	0,274	0,275	0,276	0,276	0,277	0,277	0,278	0,278
48	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	95,1	95,7	96,2	96,6	97,0	97,4	97,8	98,2	98,5	98,8	99,0	99,2	99,5	99,6	99,8	99,9	100,0
49	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
50	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	10,7	11,0	11,5	12,0	12,6	13,4	14,4	15,6	17,3	18,8	20,8	23,6	27,8	29,4	37,6	54,6	100,0
51	Закачка рабочего агента, тыс. м ³ (млн. м ³)/год	558,6	526,1	501,3	449,5	407,2												

Таблица 8.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по I объекту разработки. Вариант 2

№ п/п	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	42,7	41,5	40,3	39,6	38,5	36,3	34,2	32,2	30,3	28,6	26,9	25,3	23,9	22,5	21,2	20,0	18,8	17,7
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	40,9	39,7	36,7	36,7	36,3	36,3	34,2	32,2	30,3	28,6	26,9	25,3	23,9	22,5	21,2	20,0	18,8	17,7
3	из новых скважин, тыс.т.	1,8	1,8	3,7	2,9	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, тыс.т.	42,7	41,5	40,3	39,6	38,5	36,3	34,2	32,2	30,3	28,6	26,9	25,3	23,9	22,5	21,2	20,0	18,8	17,7
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	1	1	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	1	1	2	1	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	0	0	0
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	10	10	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	183	183	183	292	219	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скв., м	1500	1500	3000	1500	1500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	78,0	82,0	85,9	87,3	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6
13	В т.ч. добывающие скв.	78,0	82,0	85,9	87,3	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6
14	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	710,0	355,0	355,0	710,0	355,0	355,0	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	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т.	6,7	3,6	3,6	7,1	3,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	51,0	40,9	39,7	36,7	36,7	36,3	36,3	34,2	32,2	30,3	28,6	26,9	25,3	23,9	22,5	21,2	20,0	18,8
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	57,7	44,4	43,2	43,8	40,3	39,9	36,3	34,2	32,2	30,3	28,6	26,9	25,3	23,9	22,5	21,2	20,0	18,8
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	40,9	39,7	36,7	36,7	36,3	36,3	34,2	32,2	30,3	28,6	26,9	25,3	23,9	22,5	21,2	20,0	18,8	17,7
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	-16,9	-4,7	-6,5	-7,1	-4,0	-3,6	-2,1	-2,0	-1,9	-1,8	-1,7	-1,6	-1,5	-1,4	-1,3	-1,2	-1,2	-1,1
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-29,2	-10,6	-15,1	-16,1	-9,8	-9,0	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8
22	Мощность новых скважин, тыс.т.	3,7	3,7	7,3	3,7	3,7	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
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	3	1	1	0	1	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0
24	Выбытие добывающих скважин под закачку, шт.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	32	35	37	38	37	36	35	35	34	33	32	32	31	30	29	29	27	27
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	32	35	37	38	37	36	35	35	34	33	32	32	31	30	29	29	27	27
27	Фонд механизированных скважин, шт.	32	35	37	38	37	36	35	35	34	33	32	32	31	30	29	29	27	27
28	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0
29	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
30	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	10	10	10	10	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	12	12
31	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	10	10	10	10	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	12	12
32	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	22,15	22,13	22,09	22,03	21,95	21,85	21,76	21,64	21,50	21,35	21,17	20,98	20,78	20,63	20,49	20,34	20,20	20,06
33	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	17,2	16,9	17,3	17,0	17,3	17,0	16,9	16,6	16,7	16,6	16,5	16,1	16,1	16,0	15,9	15,7	15,9	15,4
34	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	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
35	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	77,2	79,4	81,2	82,1	82,4	82,9	83,3	84,1	84,6	84,9	85,3	85,9	86,2	86,5	86,8	87,3	87,4	87,7
36	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	77,9	80,0	82,5	83,1	83,2	82,9	83,3	84,1	84,6	84,9	85,3	85,9	86,2	86,5	86,8	87,3	87,4	87,7
37	Средняя обводненность продукции фонда новых скважин, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	0,0	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	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	5,05	4,57	4,16	3,94	3,87	3,74	3,63	3,45	3,31	3,21	3,12	2,97	2,86	2,78	2,71	2,58	2,46	2,46
39	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	4,22	3,74	3,36	3,18	3,23	3,23	3,13	2,95	2,86	2,77	2,69	2,54	2,47	2,40	2,34	2,21	2,23	2,10
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	44,4	48,3	50,8	52,1	46,7	45,0	43,4	42,6	41,3	39,7</td								

Продолжение таблицы 8.2

№ п/п	Показатели	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	2	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	16,7	15,7	14,8	13,9	13,1	12,4	11,7	11,0	10,3	9,3	8,4	7,6	6,9	6,2	5,6	5,1	4,6
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	16,7	15,7	14,8	13,9	13,1	12,4	11,7	11,0	10,3	9,3	8,4	7,6	6,9	6,2	5,6	5,1	4,6
3	из 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
4	механизированным способом, тыс.т.	16,7	15,7	14,8	13,9	13,1	12,4	11,7	11,0	10,3	9,3	8,4	7,6	6,9	6,2	5,6	5,1	4,6
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	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
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скв., м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6
13	В т.ч. добывающие скв.	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6
14	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	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
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, 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
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	17,7	16,7	15,7	14,8	13,9	13,1	12,4	11,7	11,0	10,3	9,3	8,4	7,6	6,9	6,2	5,6	5,1
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	17,7	16,7	15,7	14,8	13,9	13,1	12,4	11,7	11,0	10,3	9,3	8,4	7,6	6,9	6,2	5,6	5,1
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	16,7	15,7	14,8	13,9	13,1	12,4	11,7	11,0	10,3	9,3	8,4	7,6	6,9	6,2	5,6	5,1	4,6
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-1,0	-1,0	-0,9	-0,9	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-0,7	-1,0	-0,9	-0,8	-0,7	-0,7	-0,6	-0,5	-0,5
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-6,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5
22	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
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	1	0	1	1	0	1	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0
24	Выбытие добывающих скважин под закачку, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	26	25	25	24	23	23	22	21	21	20	20	20	19	19	19	19	19
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	26	25	25	24	23	23	22	21	21	20	20	20	19	19	19	19	19
27	Фонд механизированных скважин, шт.	26	25	25	24	23	23	22	21	21	20	20	20	19	19	19	19	19
28	Ввод скважин под нагнетание.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0
30	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	12	12	12	12	12	12	12	11	11	10	10	10	9	9	9	9	9
31	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	12	12	12	12	12	12	12	11	11	10	10	10	9	9	9	9	9
32	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	19,92	19,78	19,64	19,50	19,37	19,23	19,10	18,96	18,83	18,70	18,57	18,44	18,31	18,18	18,05	17,93	17,80
33	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	15,5	15,4	15,1	15,2	15,1	14,8	14,9	14,8	14,5	14,6	14,3	14,2	14,3	15,1	15,0	14,9	14,8
34	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
35	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	88,1	88,2	88,7	89,0	89,1	89,5	89,7	89,8	90,3	90,8	91,5	92,3	92,7	93,7	94,3	94,8	95,3
36	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	88,1	88,2	88,7	89,0	89,1	89,5	89,7	89,8	90,3	90,8	91,5	92,3	92,7	93,7	94,3	94,8	95,3
37	Средняя обводненность продукции фонда 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
38	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,38	2,33	2,22	2,15	2,11	2,02	1,96	1,93	1,83	1,71	1,58	1,43	1,34	1,14	1,03	0,93	0,84
39	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	2,06	2,01	1,90	1,86	1,83	1,72	1,70	1,68	1,57	1,49	1,35	1,22	1,16	1,05	0,95	0,86	0,78
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	26,1	24,9	24,4	23,5	22,3	21,8	21,0	21,7	21,1	22,2	21,6	21,3	22,6	23,7	23,4	23,1	22,9
41	Добыча жидкости всего, тыс.т.	139,9	133,6	131,0	126,5	120,5	118,0	113,7	107,8	105,5	101,4	99,1	98,4	94,4	99,7	99,0	98,3	97,6
42	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	139,9	133,6	131,0	126,5	120,5	118,0	113,7	107,8	105,5	101,4	99,1	98,4	94,4	99,7	99,0	98,3	97,6
43	из новых, 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
44	мех. способом, тыс.т.	139,9	133,6	131,0	126,5	120,5	118,0	113,7	107,8	105,5	101,4	99,1	98,4	94,4	99,7	99,0	98,3	97,6
45	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	6519,9	6653,5	6784,5	6911,0	7031,5	7149,5	7263,2	7371,1	7476,6	7577,9	7677,0	7775,4	7869,7	7969,4	8068,4	8166,6	8264,2
46	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	2037,4	2053,1	2068,0	2081,9	2095,0	2107,4	2119,1	2130,0	2140,3	2149,6	2158,0	2165,6	2172,5	2178,7	2184,4	2189,5	2194,1
47	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,245	0,247	0,249	0,251	0,252	0,254	0,255	0,256	0,258	0,259	0,260	0,261	0,261	0,262	0,263	0,263	0,264
48	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	92,9	93,6	94,3	94,9	95,5	96,1	96,6	97,1	97,6	98,0	98,4	98,7	99,0	99,3	99,6	99,8	100,0
49	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
50	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	9,6	10,0	10,5	11,1	11,7	12,5	13,5	14,7	16,1	17,3	18,9	21,1	24,3	29,0	37,0	53,1	100,0
51	Закачка рабочего агента, тыс. м ³ (млн. м ³)/год	103,0	98,3	96,0	92,5	88,0	85,9	82,6	78,3	76,3	73,0</							

Таблица 8.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по II объекту разработки. Вариант 2

№ п/п	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	36,3	32,7	30,7	29,9	28,7	27,4	24,8	22,4	20,2	18,1	16,3	14,7	13,2	11,9	10,4	9,1	8,0	7,0
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	36,3	32,7	30,7	28,2	28,7	27,4	24,8	22,4	20,2	18,1	16,3	14,7	13,2	11,9	10,4	9,1	8,0	7,0
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	1,7	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, тыс.т.	36,3	32,7	30,7	29,9	28,7	27,4	24,8	22,4	20,2	18,1	16,3	14,7	13,2	11,9	10,4	9,1	8,0	7,0
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	1	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	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скв., м	0	0	0	1500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	47,2	47,2	47,2	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5
13	В т.ч. добывающие скв.	47,2	47,2	47,2	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5
14	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	355,0	0,0	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	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	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
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	43,1	36,3	32,7	30,7	28,2	28,7	27,4	24,8	22,4	20,2	18,1	16,3	14,7	13,2	11,9	10,4	9,1	8,0
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	43,1	36,3	32,7	30,7	31,5	28,7	27,4	24,8	22,4	20,2	18,1	16,3	14,7	13,2	11,9	10,4	9,1	8,0
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	36,3	32,7	30,7	28,2	28,7	27,4	24,8	22,4	20,2	18,1	16,3	14,7	13,2	11,9	10,4	9,1	8,0	7,0
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	-6,8	-3,6	-2,0	-2,6	-2,8	-1,3	-2,6	-2,4	-2,2	-2,0	-1,8	-1,6	-1,5	-1,3	-1,5	-1,3	-1,1	-1,0
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-15,7	-10,0	-6,0	-8,4	-9,0	-4,4	-9,6	-9,6	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5
22	Мощность новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	3,5	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
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	1	0
24	Выбытие добывающих скважин под закачку, шт.	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	16	15	16	18	20	20	19	18	17	17	16	15	15	15	14	14	13	13
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	16	15	16	18	20	20	19	18	17	17	16	15	15	15	14	14	13	13
27	Фонд механизированных скважин, шт.	16	15	16	18	20	20	19	18	17	17	16	15	15	15	14	14	13	13
28	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
29	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	7	7	7	7	7	7	8	9	9	9	10	10	10	9	9	9	9	9
31	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	7	7	7	7	7	7	8	9	9	9	10	10	10	9	9	9	9	9
32	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	133,58	133,46	133,22	132,86	132,38	131,78	131,07	130,25	129,31	128,26	127,11	125,85	124,49	123,03	121,48	119,84	118,12	116,31
33	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	122,9	126,3	119,3	121,3	116,6	121,2	123,3	122,7	122,0	118,0	120,1	119,1	114,5	113,2	115,2	110,3	112,2	107,0
34	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	11,9	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
35	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	94,7	95,0	95,4	95,8	96,5	96,7	96,9	97,1	97,2	97,4	97,5	97,6	97,8	98,0	98,1	98,3	98,4	98,6
36	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	94,7	95,0	95,4	96,1	96,5	96,7	96,9	97,1	97,2	97,4	97,5	97,6	97,8	98,0	98,1	98,3	98,4	98,6
37	Средняя обводненность продукции фонда новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	20,0	0,0	0,0	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	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	7,12	6,64	6,19	5,54	4,70	4,30	4,00	3,81	3,63	3,35	3,12	2,99	2,77	2,49	2,26	2,04	1,86	1,68
39	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	7,28	6,99	6,15	5,31	4,60	4,39	4,18	3,99	3,80	3,42	3,27	3,14	2,83	2,54	2,38	2,09	1,97	1,72
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	295,1	283,4	284,7	307,1	344,5	357,3	301,5	252,3	236,7	228,6	196,7</							

Продолжение таблицы 8.3

№ п/п	Показатели	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
1	2	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	6,1	5,3	4,7	4,1	3,6	3,1	2,7	2,4	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	6,1	5,3	4,7	4,1	3,6	3,1	2,7	2,4	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3
3	из 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
4	механизированным способом, тыс.т.	6,1	5,3	4,7	4,1	3,6	3,1	2,7	2,4	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	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
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скв., м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5
13	В т.ч. добывающие скв.	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5
14	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	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
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, 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
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	7,0	6,1	5,3	4,7	4,1	3,6	3,1	2,7	2,4	2,2	1,9	1,7	1,5
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	7,0	6,1	5,3	4,7	4,1	3,6	3,1	2,7	2,4	2,2	1,9	1,7	1,5
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	6,1	5,3	4,7	4,1	3,6	3,1	2,7	2,4	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-0,9	-0,8	-0,7	-0,6	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5
22	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
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	1	0	1	1	1	0	1	0	0	1	0	0
24	Выбытие добывающих скважин под закачку, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	13	12	12	11	10	9	9	8	8	8	7	7	7
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	13	12	12	11	10	9	9	8	8	8	7	7	7
27	Фонд механизированных скважин, шт.	13	12	12	11	10	9	9	8	8	8	7	7	7
28	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	1	0	0	0	2	0	0	0	0	2	0	0	0
30	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	8	8	8	8	6	6	6	6	6	4	4	4	4
31	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	8	8	8	8	6	6	6	6	6	4	4	4	4
32	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	114,43	112,47	110,44	108,36	106,21	104,01	101,77	99,48	97,15	94,79	92,40	89,99	87,56
33	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	105,3	107,2	101,6	97,7	96,1	94,5	83,4	83,0	77,7	71,1	72,3	63,0	61,3
34	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
35	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	98,7	98,8	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,1
36	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	98,7	98,8	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,1
37	Средняя обводненность продукции фонда 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
38	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,47	1,35	1,22	1,19	1,14	1,11	1,07	1,04	0,99	0,92	0,89	0,87	0,76
39	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	1,51	1,43	1,25	1,19	1,15	1,12	0,98	0,96	0,88	0,77	0,77	0,67	0,59
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	173,4	162,8	154,2	135,8	161,9	143,3	126,6	111,9	104,8	143,7	127,8	111,4	108,3
41	Добыча жидкости всего, тыс.т.	474,5	445,9	422,8	372,5	333,1	294,8	260,4	230,2	215,6	197,2	175,4	152,9	148,8
42	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	474,5	445,9	422,8	372,5	333,1	294,8	260,4	230,2	215,6	197,2	175,4	152,9	148,8
43	из новых, 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
44	мех. способом, тыс.т.	474,5	445,9	422,8	372,5	333,1	294,8	260,4	230,2	215,6	197,2	175,4	152,9	148,8
45	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	20568,7	21014,6	21437,4	21809,9	22143,0	22437,8	22698,2	22928,4	23144,0	23341,2	23516,6	23669,5	23818,2
46	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	1678,7	1684,1	1688,7	1692,8	1696,4	1699,6	1702,3	1704,7	1706,9	1708,8	1710,5	1712,0	1713,3
47	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,291	0,292	0,293	0,294	0,295	0,295	0,296	0,296	0,296	0,297	0,297	0,297	0,297
48	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,0	98,3	98,6	98,8	99,0	99,2	99,4	99,5	99,6	99,8	99,9	99,9	100,0
49	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
50	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	15,1	15,6	16,2	16,9	17,8	18,9	20,4	22,4	26,5	31,5	40,2	58,8	124,9
51	Закачка рабочего агента, тыс. м ³ (млн. м ³)/год	455,6	427,8	405,3	357,0	319,2	282,5	249,5	220,5	206,5	188,8	167,9	146,4	142,3
52	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³ (млн.м ³)	16684,2	17111,9	17517,2	17874,2	18193,4	18475,8	18725,3	18945,9					

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В течение всего срока разработки месторождения необходимо осуществлять контроль процессов разработки. Основной задачей контроля является получение, обработка и обобщение регулярной достоверной информации о работе скважин и изменении параметров, характеризующих работу пласта в целях:

- оценки фактической технологической эффективности системы разработки залежей в целом и отдельных технологических мероприятий по ее осуществлению и регулированию;
- оптимизации осуществляемого процесса разработки и проектирования мероприятий по его усовершенствованию.
- эффективная эксплуатация месторождений возможна, если достигается высокая степень геологической изученности залежей, а также динамических процессов при их выработке. Для этого на всех стадиях месторождения необходимо осуществлять контроль изменения энергетического состояния залежей и выработки запасов в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов, а также техническим состоянием колонн и заколонного пространства.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Северо-Западный Кызылкия предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой воды.
- Гидродинамические исследования пластов и скважин.

Комплекс исследований по контролю за разработкой пластов предусматривает проведение систематических (периодических) и единичных (разовых) замеров.

Контроль за разработкой пластов, за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования по видам и объемам исследовательских работ необходимо проводить в соответствии с рекомендациями, представленными в таблице 9.6, составленной в соответствии с утвержденными руководящими документами.

По вновь вводимой из бурения скважины необходимо после ввода в эксплуатацию проводить полный комплекс промыслово-гидродинамических исследований, согласно таблице 9.6.

Для скважин, по которым будет проводиться смена оборудования или режима работы, обязательное проведение тестовых замеров продукции и забойных давлений до и после проведения мероприятия.

Промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой

В текущий период промышленной разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия промыслово-геофизические исследования (ГИС) должны проводиться по двум направлениям:

- в открытом стволе в процессе и после окончания строительства скважины;
- в обсаженных скважинах - исследования по контролю за разработкой.

Исследования в открытом стволе

Отбор керна

Из 96 скважин, пробуренных на месторождении, колонковым бурением пройдено 13 скважин Общая проходка с отбором керна по месторождению составила 171,2 м, вынос керна 141,6 м (82,7% от проходки), изучено 272 образца, из них 114 образцов представительные. Отобранный керн характеризует продуктивные горизонты М-II-2, Рz-1 и Рz-2.

Горизонт М-II-2 представлен 20,9 м керна (77,4 % от проходки), 92 образцами, из которых 45 представительных.

Горизонт Рz-2 представлен 20,7 м керна (61,2 % от проходки), 21 образцами, из которых 14 представительных.

Горизонт Рz-1 представлен 100,0 м керна (90,6 % от проходки). Изучено 167 образца, из них представительных 54.

Для изучения керна применялся стандартный комплекс лабораторных исследований: определение плотности объёмной и зерен, пористости открытой и полной, проницаемости для газа, карбонатности, фракционного состава; и комплекс специальных исследований: рентгеноструктурный анализ; удельное электрическое сопротивление образцов при 100%-ной и переменной водонасыщенности; определение коэффициента вытеснения нефти водой, определение относительной проницаемости по нефти и воде.

В одной оценочной скважине рекомендуется отобрать керн из горизонтов мела и среднего палеозоя для уточнения стандартных петрофизических связей; доизучить на ранее отобранном керне и керне из новой скважины гранулометрический состав, коэффициенты вытеснения и остаточной водонасыщенности.

Геофизические исследования в открытом стволе

Геофизическими исследованиями в открытом стволе охвачены все скважины, пробуренные на месторождении. В период с 2017-2022 года пробурены 17 скважин (101Д, 102; 103, 104, 105, 113; 114; 116; 117; 118; 130, 200, 207Д; 239; 240; 241, 242). С целью уточнения геологического строения, фильтрационно-ёмкостных свойств и добывных характеристик пластов-коллекторов в скважинах, выходящих из бурения, выполнялись апробированных на месторождении общие и детальные промыслового-геофизические исследования в открытом стволе:

- общие исследования - запись методов ГИС по всему стволу - регистрация кажущегося сопротивления (КС) зондами А2.М0.5Н и Н0.5М2А, самопроизвольной поляризации (ПС), профилеметрии-кавернометрии (ДС), естественной радиоактивности (ГК), нейтронного каротажа (НГК или КНК), термометрии (ТМ), резистивиметрии (РИ); для учета искривления ствола скважин и ориентации их в пространстве выполнялась инклинометрия;
- детальные исследования - в интервале продуктивных отложений - комплекс помимо выше перечисленных методов включал боковой каротаж многозондовый (БК), индукционный каротаж многозондовый (ИК и/или ВИКИЗ), микробоковой каротаж (МБК), микрозондирование (МКЗ), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКП), акустический каротаж (АК).

Во всех новых скважинах рекомендуется продолжить выполнение вышеописанного комплекса ГИС, включая СГК в интервале продуктивной толщи, для уточнения вклада урановой составляющей в величину глинистости.

Геофизические исследования в закрытом стволе

Комплексные задачи промыслового-геофизических исследований по контролю за разработкой (ГИС-к) в обсаженных скважинах в период промышленной эксплуатации сводятся к следующим:

- определение интервалов притока/поглощения;
- определение интервалов и источника обводнения;
- определение интервалов заколонной циркуляции флюидов;
- определение технического состояния обсадных колонн;
- определение текущего насыщения коллекторов.

Результаты интерпретации ГИС-к используются:

- для оперативной оценки работы скважин в процессе их эксплуатации;

- при разработке и оценке эффективности ГТМ, проводимых для интенсификации добычи и т. д.

Определение технического состояния скважины

Задачей исследований технического состояния скважин является определение нарушений герметичности цементного кольца и обсадной колонны.

Первоначальные исследования проводятся непосредственно после выхода скважины из бурения, спуска обсадной колонны и цементажа для определения высоты подъема цемента и сцепления цементного камня с колонной. Данные этих исследований используются также в качестве фоновых измерений для изучения динамики образования дефектов колонн, увеличения обводненности притока в процессе эксплуатации скважин.

Проводимый на месторождении комплекс методов для исследования начального технического состояния скважин состоит из акустической цементометрии (АКЦ), гамма-каротажа (ГК), магнитной локации муфт (ЛМ) и термометрии (ТМ).

Характеристика сцепления цементного камня с колонной по скважинам пробуренным в 2017-2022гг представлена таблице 7.1.4

За период 2018-2022 гг. выполнено всего 20 исследований ГИС-к в 17 скважинах (31, 32, 38, 51, 109, 115, 126, 127, 201, 202, 204, 216, 219, 222, 226, 233, 234) (табл.9.2). Исследования проводились сервисной компанией ТОО «КазТехноГИС».

После ввода скважин в эксплуатацию при обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, затрубную циркуляцию проводится комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн методами ГИС-к. Задача, как правило, решается совместно с определением работающих толщин.

За рассматриваемый период определение технического состояния методами ГИС-к выполнено в 16 скважинах. Комплекс ГИС-к состоял из методов: гамма-каротаж (ГК) для привязки методов ГИС-к к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий; магнитная локация муфт (ЛМ) и перфорационных отверстий; термометрия (ТМ) и барометрия (БМ) для изучения распределения по всему стволу температуры и давления; термокондуктивная расходометрия (ТА) для определения интервалов притока пластового флюида; механическая расходометрия (РМ) для определения интервалов притока/приемистости; влагометрия (ВЛ) и резистивиметрия (РИ) для определения состава притока и установления газо-, нефтеводяного раздела в стволе скважин.

По результатам исследований признаки заколонных перетоков и нарушений герметичности обсадных колонн не выявлены.

Таблица 9.2 - ГИС-к, выполненные за период 2018-2022гг.

№ п/ п	№ скв.	Дата	Интервал	Вид	Режим	Организация
1	38	05.08.2018г.	0/1450-1506	Профиль приемистости	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
2	126	11.08.2018г.	0/1420-1491.7	Профиль приемистости	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
3	222	27.10.2018г.	0/1370-1451.2	Профиль приемистости	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
4	233	10-11.08.2018г.	0/1410-1491.4	Профиль приемистости	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
5	115	13-14.06.2019 г.	5.6/1350-1457	Профиль приемистости	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
6	127	19-21.02.2019г.	8.4/1360-1527.1	Профиль притока	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
7	204	17-18.12.2019 г.	6.2/1380-1472	Профиль приемистости	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
8	219	17.01.2019г.	9.1/1320-1477.7	Профиль приемистости	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
9	31	05.10.2020г.	1445-1529	ИННК		ТОО «КазТехноГИС»
10	201	19.09.2020 г.	0/1390-1471.3	Профиль приемистости	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
11	32	18.08.2021 г.	5.6/1430-1516	Профиль приемистости	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
12	51	10.08.2021г.	0/1450-1516.6	Профиль приемистости	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
13	222	11.08.2021г.	0/1412-1451.5	Профиль приемистости	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
14	234	10.06.2021г.	0-1375-14725.3	Профиль приемистости	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
15	109	09-10.04.2022г.	360-1446.2	Профиль притока	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
16	201	20-21.07.2022г.	6.2/1370-1472.8	Профиль приемистости	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
17	202	15.02.2022г.	3.5/1340-1423	Профиль притока	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
18	204	19-20.07.2022г.	5.7/1390-1455.7	Профиль приемистости	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
19	216	20.09.2022г.	7.2/1505.-1553.6	Профиль приемистости	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»
20	226	16.05.2022г.	6.9/1435-1508	Профиль приемистости	статика/динамика	ТОО «КазТехноГИС»

Рекомендуется продолжить выполнение апробированного комплекса исследований по контролю за разработкой. Он может быть дополнен временными замерами АКЦ, магнито-импульсной дефектоскопией (ЭМДС/МИД) в зависимости от поставленной задачи, способа эксплуатации и дебита скважины. Для интерпретации исследований должна быть представлена вся информация, связанная с компоновкой подземного оборудования и выполненными на скважине работами, которая может оказать помощь при решении поставленных задач-целей исследований. Примеры такой информации приведены ниже:

время и виды ремонтных работ в скважине (смена подземного оборудования, КРС и ПРС, изоляционные работы, дополнительная перфорация и реперфорация, интенсификация с целью увеличения добычи и т.д.);

данные о дебитах, обводнённости;

глубина положения башмака НКТ;

пластовое/забойное давление, продуктивность, депрессия, если проводились гидродинамические исследования скважины.

Для получения информации, наиболее достоверно отражающей работу перфорированных пластов, необходимо соблюдать следующие правила компоновки скважинного оборудования: башмак НКТ должен находиться выше верхних

перфорационных отверстий более 10 м, расстояние от нижних отверстий до искусственного забоя (зумпф) - 6-10 м.

Определение профиля притока

Определение профиля притока, состава и дебита поступающего в скважину флюида проведено трех скважинах – 109, 127, 202. Объект исследований - горизонт Рz-1. Наименьший коэффициент охвата (4%) работа перфорированных толщин отмечается в скважине (109) наибольший коэффициент охвата (90%). – отмечается в скважине (127). Результаты исследования предоставленный в таблица 9.3. Определение профиля притока выполненные за период 2018-2022 гг.

Определение профиля и дебита приемистости.

Геофизические исследования по контролю за разработкой за отчетный период проводились сервисной компанией – ТОО «КазТехноГИС» ГИС-к выполнены в 16 скважинах: на Восточном своде в пяти скважинах (32, 51, 126, 233, 234) и Западном своде в восьми скважинах (38, 109, 115, 127, 202, 216, 219, 226).и в трех скважинах (201, 204, 222) исследование проводились повторно.

Наименьший коэффициент охвата (15%) работа перфорированных толщин отмечается в скважинах (32; 38; 51; 115;126; 204; 214; 219; 222; 233; 234) наибольший коэффициент охвата (100%). – отмечается в скважинах (201; 226). Результаты исследования в таблице 9.4. Определение профиля и дебита приемистости выполненные за период 2018-2022 гг.

Определение текущего насыщения пластов-коллекторов.

Для определения текущего характера насыщения неперфорированных пластов-коллекторов рекомендуется проведение импульсных нейтронных методов каротажа, таких как ИННК/ИНГК, с обязательным охватом водоносного коллектора.

За рассматриваемый период ГИС-к для определения текущего характера насыщения продуктивных пластов проводились в скважине 31.

По результатам выполненных исследований и данных ГИС открытого ствола выделены 3 пласта со следующей характеристикой: пласт 1489,2-1491,6 м. нефтенасыщенный и два пласта водонасыщенный характеристикой По результатам проведенных исследований, отмечается снижение текущего Кнг относительно начального, результаты показаны в таблице 9.5.

Рекомендуемые комплекс ГИС и периодичность выполнения работ показаны в таблице 9.6.

Таблица 9.3 - Определение профиля притока

№ скв .	Дата ГИС-к	Интервал ГИС-к	Режим исслед.	Интервал коллектора, м		Толщина коллектора, м		Хар-р насыще ния	Интервалы перф., м		Тол-щина перф., м	Раб. интервал, м		Раб. толщи на, м	Кохв раб толщи н, %.	Дебит, %	Состав притока	
				кровля	подошва	общ.	эфф.		кровля	подошва		кровля	подошва					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
109	09-10.04.2022	360-1446.2	статика/динамика	1386,9	1389,1	2,2	2,2	нефть	1388,0	1406,0	18	1388,0	1388,8	0,8	4,4	11	Газированная нефть	
				1389,7	1400,0	10,3	10,3	нефть				1389,0	1391,6	2,6	14,4	28	Газированная нефть	
												1392,5	1395,5	3,0	16,7	10	Газированная нефть + вода	
												1395,9	1398,2	2,3	12,8	13	Газированная нефть + вода	
				1402,9	1406,3	3,4	3,4	нефть	1409,0	1414,0	5	1399,7	1401,8	2,1	11,7	23	Газированная нефть + вода	
				1408,5	1409,4	0,9	0,9	нефть				1402,9	1405,8	2,9	16,1	9	Газированная нефть + вода	
											0	1411,5	1414,0	2,5	50	6	Газированная нефть + вода	
ИТОГО по скважине											23				16,2	70,4	100	
127	19-21.02.2019	8.4/1360-1527.1	статика/динамика	1434,0	1438,2	4,2	4,2	нефть	1434,0	1435,0	1	1434,0	1434,4	0,4	40	7	Вода с содержанием углеводородов	
127									1435,5	1437,0	1,5	1436,0	1436,5	0,5	33,3	9	Вода с содержанием углеводородов	
127				1439,2	1445,6	6,4	6,4	нефть	1438,0	1442,0	4	1439,6	1440,2	0,6	15	8	Вода с содержанием углеводородов	
127												1440,4	1441,2	0,8	20	10	Вода с содержанием углеводородов	
127				1449,6	1450,3	0,7	0,7	нефть	1448,0	1451,0	3	1449,0	1449,6	0,6	20	4	Вода с содержанием углеводородов	
127												1450,0	1450,4	0,4	13,3	3	Вода с содержанием углеводородов	
127				1454,2	1455,4	1,2	1,2	нефть	1454,0	1455,0	1	1454,1	1455,0	0,9	90	59	Вода с содержанием углеводородов	
127				1456,9	1460,0	3,1	3,1	нефть	1456,5	1457,5	1	-	-	-	-	-	-	
ИТОГО по скважине											11,5				4,2	36,5	100	Вода с содержанием углеводородов

Продолжение таблицы 9.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
202	15.02.2022	3.5/1340-1423	статика/ динамика	1358,7	1360,6	1,9	1,9	нефть	1358,0	1361,0	3	1358,3	1359,2	0,9	30	10	Вода с содержанием углеводородов
202												1359,7	1361	1,3	43,3	12	Вода с содержанием углеводородов
202				1362,3	1365,1	2,8	2,8	нефть	1362,0	1365,0	3	1362,4	1363,5	1,1	36,7	14	Вода с содержанием углеводородов
202												1363,9	1365	1,1	36,7	8	Вода с содержанием углеводородов
202				1367,9	1371,5	3,6	3,6	нефть	1368,0	1372,0	4	1368,0	1368,7	0,7	17,5	16	Вода с содержанием углеводородов
202												1369,0	1370,0	1,0	25,0	11	Вода с содержанием углеводородов

Таблица 9.4 - Определение профиля и дебита приемистости выполненные за период 2018-2022 гг.

№ скважин ы	Дата ГИС-к	Интервал ГИС-к	Режим исследова- ний	Интервал коллектора, м		Толщина коллектора, м		Хар-р насыще- ния	Интервалы перф., м		Толщина перф., м	Раб. интервал, м		Раб, толщина, м	Кохв раб толщин. %.
				кровля	подошва	общая	эффект.		кровля	подошва		кровля	подошва		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
32	18.08.2021г. 5,6/1430- 1516м,	статика/ динамика							1444	1446,8	2,8	1445,6	1446,8	1,2	42,9
				1451	1451,6	0,6	0,6	нефть	1448,8	1452,4	3,6	1449,1	1450,1	1	27,8
												1450,5	1451,7	1,2	33,3
				1456,2	1459,3	3,1	3,1	нефть	1456,9	1460	3,1	1456,9	1459,6	2,7	87,1
				1459,8	1470,5	10,7	10,7	нефть	1461,8	1480	18,2	1467,4	1468,8	1,4	7,7
				1471,4	1474,7	3,3	3,3	нефть				1469,5	1470,6	1,1	6
				1475,2	1476,5	1,3	1,3	нефть				1473,7	1474,9	1,2	6,6
				1477,1	1478,3	1,2	1,2	нефть				1475,5	1477,8	2,3	12,6
				1479,6	1480,9	1,3	1,3	нефть	1480	1510	30	1480,9	1481,8	0,9	3
				1481,7	1482,5	0,8	0,8	нефть				1484,3	1485,2	0,9	3
				1484,6	1487	2,4	2,4	вода				1486,7	1487,5	0,8	2,7
				1488,8	1489,8	1	1	вода				1487,9	1489,2	1,3	4,3
				1490,4	1491,1	0,7	0,7	вода				1489,6	1490,7	1,1	3,7
				1491,5	1493,7	2,2	2,2	вода				1491,7	1493,2	1,5	5
												1495	1496,9	1,9	6,3
				1505,8	1506,4	0,6	0,6	вода				1500,6	1502,4	1,8	6
				1509	1510,1	1,1	1,1	вода				1505,6	1507,8	2,2	7,3
												1508,2	1510	1,8	6

Продолжение таблицы 9.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ИТОГО по скважине															
38	05.08.2018г.	0/1450-1506,0 м,	статика/динамика	1435,8	1439,7	3,9	3,9	нефть	1432	1439	7	1432,1	1432,4	0,3	4,3
												1434,1	1434,9	0,8	11,4
												1435,2	1435,5	0,3	4,3
												1435,9	1436,5	0,6	8,6
												1436,8	1438,6	1,8	25,7
				1439,7	1441,8	2,1	2,1	нефть	1440	1442	2	1440,7	1441,5	0,8	40,0
				1456,2	1456,9	0,7	0,7	вода	1450	1470	20	1450,1	1451,2	1,1	5,5
				1457,9	1459,6	1,7	1,7	вода				1457,6	1458,3	0,7	3,5
				1461,3	1462,8	1,5	1,5	вода				1466,6	1468,1	1,5	7,5
				1464,9	1465,8	0,9	0,9	вода				1468,3	1469,3	1	5,0
ИТОГО по скважине															
51	10.08.2021г.	0/1450-1516,6 м,	статика/динамика						1487	1498	11	1487	1489,6	2,6	23,6
												1490,8	1493,3	2,5	22,7
												1496,8	1497,9	1,1	10
				1512,1	1531,7	19,6	19,6	вода	1512	1520		1512	1513,2	1,2	15
	ИТОГО по скважине														
115	13-14.06.2019г.	5,6/1350-1457м,	статика/динамика	1416,8	1419,3	2,5	2,5	нефть	1417,5	1419,5	2	1418,3	1419,5	1,2	60
				1428,5	1433,2	4,7	4,7	нефть	1428,5	1432,5	4	1428,6	1429,8	1,2	30
												1430,4	1431	0,6	15
												1431,7	1433,2	1,5	37,5
ИТОГО по скважине															
126	11.08.2018г.	0/1420-1491,7м,	статика/динамика	1471,7	1476,9	5,2	5,2	нефть	1475	1485	10	1475,7	1477,2	1,5	15
				1476,9	1480,2	3,3	3,3	нефть				1477,9	1478,5	0,6	6
				1483,3	1484,7	1,4	1,4	вода				1479,4	1480,6	1,2	12
												1483,9	1485,9	2	20
ИТОГО по скважине															
												10		5,3	53

Продолжение таблицы 9.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
201	19.09.2020г.	0/1390-1471,3 м,	статика/динамика	1409,9	1410,9	1	1	нефть	1407	1455	48	1407,7	1423	15,3	дебитом меньше 5м3/сут, Из за слабоинтенсивной и нестабильной работы рассчитать дебит скважины не представляется возможным		
				1418,7	1420,3	1,6	1,6	нефть									
				1422,2	1423,4	1,2	1,2	нефть									
				1425,2	1426,1	0,9	0,9	нефть									
				1428,5	1429,3	0,8	0,8	нефть				1427,2	1443	15,8			
				1429,9	1432,3	2,4	2,4	нефть									
				1434,1	1435,5	1,4	1,4	нефть									
				1439,5	1442,1	2,6	2,6	нефть									
201	20-21.07.2022г.	6.2/1370-1472.8 м	статика/динамика	1393,3	1393,9	0,6	0,6	нефть	1393	1394	1	1393	1394	1	100		
				1399,2	1401	1,8	1,8	нефть	1398	1406	8	1400,8	1402,8	2	25		
				1409,9	1410,9	1	1	нефть	1407	1455	48	1407	1414,1	7,1	35,5		
				1418,7	1420,3	1,6	1,6	нефть				1416	1422,6	6,6	33		
				1422,2	1423,4	1,2	1,2	нефть				1432,6	1436,3	3,7	18,5		
				1425,2	1426,1	0,9	0,9	нефть				1444,9	1447,3	2,4	12		
				1428,5	1429,3	0,8	0,8	нефть				1454	1455	1	12,5		
				1429,9	1432,3	2,4	2,4	нефть				1455	1459,7				
				1434,1	1435,5	1,4	1,4	нефть									
				1439,5	1442,1	2,6	2,6	нефть									
ИТОГО по скважине																23,8	82,1
204	17-18.12.2019г.	6,2/1380-1472м	статика/динамика	1423,4	1426	2,6	2,6	нефть	1421	1427	6	-	-	-	-		
				1440,6	1442,5	1,9	1,9	нефть	1431	1442	11	-	-	-	-		
									1445	1460	15	1444,8	1446,1	1,3	8,6		
												1447,4	1448,3	0,9	6		
												1449	1450,4	1,4	9,3		
ИТОГО по скважине																3,6	11,3
204	19-20.07.2022г.	5,7/1390-1455,7 м	статика/динамика	1423,4	1426	2,6	2,6	нефть	1421	1427	6	-	-	-	-		
				1440,6	1442,5	1,9	1,9	нефть	1431	1442	11	-	-	-	-		
									1445	1460	15	1444,4	1447,8	3,4	8,6		
												1449,3	1451,8	2,5	6		

Продолжение таблицы 9.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ИТОГО по скважине															
216	20.09.2022г.	7,2/1505-1553,6 м	статика/динамика						1533	1551	18	1541,6	1551	9,4	52,2
ИТОГО по скважине															
219	17.01.2019г.	0/1320-1482 м,	статика/динамика	1377,7	1378,3	0,6	0,6	нефть	1377,5	1378,5	1	1377,5	1378	0,5	50
				1380,6	1381,3	0,7	0,7	нефть	1380,5	1381,5	1	1381,1	1381,4	0,3	30
				1383,7	1384,7	1	1	нефть	1383,5	1385	1,5	1383,7	1384,1	0,4	26,6
												1384,4	1384,7	0,3	20
				1385,9	1387,4	1,5	1,5	нефть	1386	1387,5	1,5	1386,5	1386,9	0,4	26,6
				1391,6	1392,7	1,1	1,1	нефть	1391,5	1392,5	1	1391,6	1392,1	0,5	50
				1395,4	1396,1	0,7	0,7	нефть	1395	1396,5	1,5	1395	1395,4	0,4	26,6
												1395,7	1396,1	0,4	26,6
				1413,6	1414,9				1397,5	1398	0,5	1397,5	1397,7	0,2	40
				1414,9	1416,4				1414	1416,5	2,5	1415	1415,7	0,7	28
				1417,8	1420,4				1417,5	1425,5	8	1417,5	1418	0,5	6,25
				1421,1	1425,4							1420,7	1421,3	0,6	7,5
												1422,7	1423,5	0,8	10
												1424,7	1425,3	0,6	7,5
									1427	1433	6	1427,9	1428,3	0,4	6,6
												1430,3	1430,9	0,6	10
												1432	1432,5	0,5	8,3
ИТОГО по скважине															
222	27.10.2018г.	0/1370-1451,2	статика/динамика						1409	1419	10	1413	1417,7	4,7	47
				1427,3	1429,3	2	2	нефть	1422	1433	11	1422,3	1423,6	1,3	11,8
				1429,3	1432,3	3	3	нефть				1424,8	1425,2	0,4	3,6
												1426	1427,4	1,4	12,7
												1428	1429	1	9
												1431,1	1433	1,9	17,2
ИТОГО по скважине															
222	11.08.2021г.	0/1412-1451,5 м,	статика/динамика	1427,3	1429,3	2	2	нефть	1422	1433	11	1422,3	1424,5	2,2	20
				1429,3	1432,3	3	3	нефть				1426,6	1427,7	1,1	10
												1431,4	1434,6	3,2	29,1

Продолжение таблицы 9.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ИТОГО по скважине															
	16.05.2022г.	6,9/1435-1508 м	динамика						1460,3	1461,7	1,4	1458,9	1461,7	2,8	100
226													1461,7	1462,5	0,8
									1462,5	1464,3	1,8	1462,5	1464,3	1,8	100
									1465,3	1467	1,7	1465,5	1466,3	0,8	47,1
									1469,4	1479,8	10,4	1469,7	1471,2	1,5	14,4
												1472,8	1474,1	1,3	12,5
												1475,2	1478,3	3,1	29,8
	ИТОГО по скважине														
233	10-11.08.2018г.	0/1410-1491,4 м,	статика/динамика	1464,2	1465,8	1,6	1,6		1463	1466	3	1463,1	1463,7	0,6	20,0
												1464,2	1465,7	1,5	50,0
				1471,3	1471,9	0,6	0,6		1469	1475	6	1469,1	1469,8	0,7	11,7
				1472,5	1473,9	1,4	1,4					1470,3	1471,7	1,4	23,3
												1472,3	1473,5	1,2	20,0
												1473,8	1474,7	0,9	15,0
												1475,8	1476,7	0,9	0,0
				1479,5	1503,2	23,7	23,7		1479	1484	5	1479	1479,5	0,5	10,0
												1479,8	1480,3	0,5	10,0
												1482,2	1485	2,8	56,0
ИТОГО по скважине															
234	10.06.2021г.	0/1375-1425,3 м,	статика/динамика	1410,8	1416,3	5,5	5,5	нефть	1410,5	1421	10,5	1410,5	1412,2	1,7	16,2
				1416,3	1422,5	6,2	6,2	нефть				1412,6	1413,4	0,8	7,6
												1414,1	1415,9	1,8	17,1
												1416,3	1419,8	3,5	33,33
				1423,2	1428,9	5,7	5,7	нефть	1425	1426	1			-	
				1428,9	1431,4	2,5	2,5	нефть	1429	1431,5	2,5			-	
ИТОГО по скважине															
												14		7,8	55,71

Таблица 9.5 - Определение текущего насыщения пластов-коллекторов скважины 31.

№ скв.	по данным ГИС открытого ствола							Интервалы перф., м		по результатам ИННК						
	Интервал коллектора, м		Толщина коллектора, м		Кп, д.ед.	Кнг_нач, д.ед.	Хар-р насыщения	кровля	подошва	Дата ИННК	Интервал ИННК		Интервал коллектора, м		Кнг_тек, д.ед.	Хар-р насыщения
	кровля	подошва	общ.	эфф.				кровля	подошва		кровля	подошва	кровля	подошва		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
31	1489,2	1491,6	2,4	2,4	0,26	0,5	нефть	1489,2	1492,5	05,10,2020г	1445-1529м	1489,1	1491,7	0,09	Слабонефтенасыщен, обводнен	
	1494,6	1497,2	2,6	2,6	0,23	0,25	вода					1494,9	1499,4	0,01	Водонасыщен	
	1500,8	1511,5	10,7	10,7	0,15	0,27	вода					1500,6	1511,7	0,01	Водонасыщен	

Контроль физико-химических свойств нефти, газа и воды

Свойства пластовой нефти и газа находятся в прямой зависимости от термобарических условий и могут изменяться в значительной степени в процессе разработки месторождения вследствие постоянно меняющихся условий в пластах, особенно при осуществлении процесса заводнения. Так как свойства добываемых флюидов определяют выбор системы разработки, добычи и подготовки нефти, необходимо обеспечивать проведение периодических лабораторных и промысловых исследований по их изучению. Кроме того, данные исследования осуществляются в целях контроля выработки пластов и технологического контроля режимов скважин, предупреждения осложнений при их эксплуатации.

Согласно Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр и Руководству по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений в обязательный комплекс систематических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений входят следующие физико-химические исследования:

- отбор и исследование глубинных проб нефти;
- отбор и исследование дегазированных проб нефти;
- отбор и определение состава попутно-добываемых и закачиваемых вод;

Отбор и исследование глубинных проб нефти

Отбор глубинных проб должен производиться глубинными пробоотборниками в непосредственной близости от зоны притока нефти. Из каждой скважины должно быть отобрано не менее 3-х проб. При отборе должны быть получены необходимые данные об условиях отбора и о нефтяном пласте (забойное давление и температура). Для достижения высокого качества глубинных проб нефти рекомендуется выбирать безводные скважины.

При отборе забойные давления по скважинам должны превышать давление насыщения нефти газом. Исследования глубинных проб должны проводиться согласно ОСТУ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти».

Отбор и исследование поверхностных проб нефти и попутно-добываемой воды

С целью контроля за основными свойствами нефти в поверхностных условиях рекомендуется отбирать устьевые пробы нефти раз в полугодие. Параметры дегазированной нефти должны определяться при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования проб в соответствии с действующими в отрасли стандартами. Необходимо определять вязкостно-плотностные характеристики нефти в стандартных

условиях, ее фракционный состав, содержание парафинов, асфальто-смолистых компонентов и серы, температуру застывания и насыщения парафином, содержание связанной воды, солей и механических примесей.

Для контроля за течением процесса заводнения и вытеснения нефти закачиваемым агентом в пласте, а также для контроля за процессами солеотложений и коррозии, рекомендуется проводить отбор проб попутно-добываемой воды для определения ее состава и свойств. Пробы воды должны отбираться по эксплуатационным скважинам раз в квартал при достаточной обводненности для определения ионно-солевого состава и физических свойств.

Контроль за обводненностью

Контроль за обводненностью продукции скважин на месторождении должен производиться путем отбора устьевых проб 1 раз в 7 дней. Кроме того при росте обводненности необходимо проводить дополнительные замеры с более частой периодичностью.

Рекомендуемый комплекс физико-химических исследований, необходимый для осуществления контроля за разработкой в соответствии с нормативными документами и с учетом специфики месторождения представлен в таблице 9.6.

Комплекс гидродинамических исследований

Контроль разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия предлагается осуществлять, применяя комплекс исследований, направленных на получение необходимого и достаточного объема информации для решения отдельных задач разработки в масштабе отдельного объекта разработки или месторождения в целом.

Контроль разработки эксплуатационных объектов осуществляется в целях:

- выявления фактической технологической эффективности, как системы разработки в целом, так и отделенных технологических решений, используемых в этой системе, включая мероприятия по их регулированию;
- получению информации, необходимой для оптимизации осуществляемых процессов разработки.

Для месторождения Северо-Западный Кызылкия контроль разработки предлагается вести по следующим основным направлениям:

- гидродинамические исследования пластов и скважин;
- контроль энергетического состояния залежи и температурный режим;
- контроль продукции добывающих скважин.

Гидродинамические исследования включают в себя:

- Исследования методом установившихся отборов.
- Исследования методом восстановления давления.

Метод установившихся отборов (МУО) основан на изучении установившейся фильтрации газожидкостной смеси путем замеров дебитов скважины и соответствующих им забойных давлений выполненных при нескольких, но не менее трех разных режимах работы скважины. Перед замером на каждом режиме должна быть достигнута его стабилизация, которое зависит от фильтрационной характеристики пласта. В процессе исследования скважины на режимах необходимо проводить замеры:

- дебитов нефти;
- устьевых, затрубных и забойных давлений;
- состава и количества механических примесей и воды;
- температуры на забое скважины, и запись распределения температуры по стволу.

Результаты замеров на режимах с установившимися отборами используют для построения индикаторной диаграммы, зависимости дебита (ось абсцисс) от перепада между пластовым и забойным давлением (ось ординат). На основании формы индикаторной диаграммы и ее наклона к оси ординат судят о продуктивности скважины, величинах проницаемости и гидропроводности пласта, характере фильтрации в призабойной зоне.

Исследования должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также по действующим до и после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), связанных с изменением состояния призабойной зоны. Для получения достоверной информации по емкостно-фильтрационной характеристике предлагается проводить исследования МУО не менее чем на 3-х режимах прямым и обратным ходом.

Исследования скважин методом восстановления давления также используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств, но в условиях ярко выраженной неустановившейся фильтрации жидкости и газа.

Данный метод также позволяет определять проницаемость, гидропроводность и пьезопроводность пластов, выявлять наличие в области дренирования скважины зон с резко выраженной неоднородностью, оценивать гидродинамическое совершенство скважины и ее приведенный радиус.

Во время работы скважины на постоянном режиме вокруг нее образуется воронка депрессии. Быстрое изменение режима работы скважины при ее остановке сопровождается перераспределением давления в пласте вследствие проявления упругих свойств пористой среды и насыщающих ее жидкостей. До остановки скважины на

исследование КВД необходимым условием является работа скважины в течение продолжительного времени на установившемся режиме, для этого нами рекомендуется исследования КВД проводить до исследований МУО. Перед остановкой скважины должны быть определены с возможно большой точностью дебит скважины и обводненность ее продукции.

При остановке скважины для регистрации КВД необходимо замерять забойное, затрубное и буферное давления для определения притока жидкости к забою скважины после ее остановки.

Исследование скважин методом восстановления давления должны проводиться в виде разовых исследований по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам и систематически по действующим добывающим и нагнетательным скважинам при проведении ГТМ.

Для скважин, оборудованных ШГН, возможно применение метода восстановления давления путем прослеживания изменения динамического уровня в затрубном пространстве с помощью эхолота.

Метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание) используется для определения средних значений параметров гидропроводности и пьезопроводности пластов на участках между выбранными парами исследуемых скважин в условиях не установившейся фильтрации жидкости. При этом решается также качественная задача – установить наличие или отсутствие гидродинамической связи по пласту между забоями исследуемых скважин.

Метод позволяет определить коэффициент пьезопроводности пласта в зоне между скважинами, не используя при обработке дополнительных данных. Этот вид исследования относится к единичным (разовым) замерам, которые проводятся по мере необходимости.

По всем действующим скважинам рекомендуется провести тестовые замеры промысловых **газовых факторов**, далее – с периодичностью не менее одного раза в год.

По скважинам объекта разработки I, блок V, который характеризуется близостью давления насыщения и пластового давления, замеры газового фактора рекомендуется проводить с периодичностью не реже одного раза в месяц. Вместе с тем, на скважинах рекомендуется провести специальные режимные исследования по определению изменения коэффициента продуктивности при снижении забойного давления (не менее 3-х режимов) ниже давления насыщения нефти газом, по результатам которых установить оптимальные режимы эксплуатации добывающих скважин.

Перед вводом в эксплуатацию переводимых из добывающего фонда нагнетательных скважин, рекомендуется провести режимные исследования по определению приемистости пластов.

Контроль энергетического состояния залежей и температурный режим.

Контроль энергетического состояния залежей включает в себя определение пластовых и забойных давлений, температуры пласта.

Определение пластового давления должно осуществляться в виде разовых исследований по всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области), после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ и систематически в действующих добывающих и нагнетательных скважинах не реже одного раза в квартал - на первых трех стадиях разработки; одного раза в полугодие - на завершающей стадии разработки.

Определение забойного давления. Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим и нагнетательным скважинам: новым и после выхода из ремонта, и систематически – в действующих скважинах не реже одного раза в квартал по всем эксплуатационным объектам.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При невозможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня (с помощью эхолотов) и последующего пересчета.

Определение пластовой температуры. Пластовая температура определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам и далее систематически в скважинах всех категорий по мере необходимости.

Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования

Контроль за техническим состоянием скважин и работой подземного оборудования включает шаблонирование НКТ, динамометрию, изучение технического состояния эксплуатационных скважин и заколонных перетоков.

В скважинах, эксплуатируемых механизированным способом, не реже одного раза в месяц проводить исследования динамического уровня.

Для контроля за работой всех скважин проводить замеры дебита жидкости и обводнённости продукции.

Работа скважин рекомендовано поддерживать с допустимыми параметрами, не нарушающими технологический режим, обеспечивающими целостность скважинного оборудования, безопасные условия эксплуатации.

Таблица 9.6 – Комплекс исследований по контролю за разработкой

Виды исследований	Категории и виды скважин	Периодичность
Геофизические исследования		
В открытом стволе		
Геолого-технические исследования (ГТИ, газ, каротаж)	Во вновь пробуренных	1 эксп.скв.+1оц.скв.
Отбор керна		30 м при признаках УВ по ГТИ (2 скв.)
Исследование образцов - стандартным комплексом лабораторных методов - специальным комплексом лабораторных методов	Во вновь пробуренных	стандартн.исслед, 80-120 обр.
- с устья до забоя - КС, ПС, Дс, ГК, КНК, БК, ИК, ТМ, РИ, инклинометрия - в интервале продуктивной толщи до забоя - АК, ГГКП, ИК/ВИКИЗ, МБК, МКЗ		спец,исслед. не менее 30 обр.,
В закрытом стволе		
Техническое состояние эксплуатационных скважин: - во всех вновь пробуренных (АКЦ, ТМ, ГК, ЛМ) - в действующих скважинах (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ТА и/или РМ, ЭМДС)	Во всех вновь пробуренных В действующих скважинах	8 скв, По мере необходимости
Выделение работающих толщин, состава поступающего в скважину флюида (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ТА и/или РМ)	В добывающих скважинах	-при изменении технологических показателей скважины; до и после проведения ГТМ по интенсификации добычи
Выделение работающих толщин, интервалов поглощения закачиваемой жидкости (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РМ)	В нагнетательных скважинах	-при изменении технологических показателей скважины; до и после проведения ГТМ
Оценка текущего насыщения коллекторов (ИННК/ИНГК/УКК)	Разовые исследования при переходе на другой горизонт	При переходе на другой горизонт
Физико-химические исследования		
Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа	по новым скважинам (с учетом графика бурения и ввода в эксплуатацию) по эксплуат-м скважинам (с учетом гидродинамики и обводненности)	Разовые исследования
Отбор устьевых проб нефти	по эксплуатационным скважинам с учетом дебитов и обводненности	По мере необходимости
Отбор устьевых проб попутно-добываемой воды для химического анализа	по добывающим скважинам при достаточной обводненности продукции	В действующих скважинах по мере необходимости.
Гидродинамические исследования		
Исследования методом установившихся отборов (МУО)	по новым скважинам в добывающих скважинах	Разовое исследование По мере необходимости
Исследования методом восстановления давления (КВД)	по новым скважинам в добывающих скважинах	Разовое исследование По мере необходимости
Определение забойного давления (отбивка динамических уровней).	по новым скважинам по действующим скважинам	Разовое исследование 1 раз в квартал.
Определение пластового давления	по новым скважинам по действующим скважинам	Разовое исследование 1 раз в квартал - на первых трех стадиях разработки; 1 раз в полугодие - на завершающей стадии разработки
Определение пластовой температуры	по новым скважинам по действующим скважинам	Разовое исследование По мере необходимости
Замеры дебитов	по действующим скважинам	Еженедельно
Определение газового фактора	по действующим скважинам	1 раз в год
Определение обводненности продукции	по действующим скважинам	Ежемесячно

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В разделе представлены основные мероприятия по снижению возможного влияния на компоненты окружающей среды (ОС) при реализации «Проекта разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия».

Для более углубленной и комплексной оценки потенциального воздействия на природную среду производственных работ будет разработан отдельный самостоятельный проект «Отчет о возможных воздействия окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия». Целью проведения «Материалы оценки воздействия на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия» является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия работ на экологически чувствительную зону района проектируемых работ.

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.

Технологические мероприятия предусматривают применение новейшего технологического оборудования, прогрессивных технологий производства, в том числе:

- использование пневматической системы управления технологическим процессом с индикацией основных технологических параметров на центральный пункт управления установкой; В случае аварийного отключения, данная система управления позволяет перейти к безопасному и организованному отключению установки;
- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- автоматизация и дистанционный контроль;
- проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;
- размещение вредных и взрывопожароопасных процессов в отдельных помещениях и на открытых площадках.

10.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Поверхностные источники водоснабжения отсутствуют.

Водоснабжение промысла водой технического качества предусмотрено из водозаборных скважин (к примеру: скв. №1183), имеющихся на территории рассматриваемого месторождения. Сокращение потенциальных источников загрязнения грунтовых вод возможно за счет выполнения ряда природоохранных мероприятий.

Учитывая потенциальную опасность окружающей среды, которая может возникнуть в процессе бурения, проектом предусмотрен ряд мер по предотвращению негативного воздействия проектируемых работ на компоненты окружающей среды:

- изоляция флюидосодержащих горизонтов друг от друга путем перекрытие обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства от земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с химическими добавками, улучшающими качество цементажа;
- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре;
- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина-блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – насосы – манифольд – скважина;
- предусмотрен безамбарный метод бурения, при котором буровой шлам, отработанный буровой раствор и буровые сточные воды собираются в соответствующие металлические емкости, с последующим вывозом.
- хранение ГСМ в специальных закрытых емкостях, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС;
- полная герметизация колонной головки, крестовины и всех фланцевых соединений скважины;
- обвалование технологических площадок, исключающих разлив нефтепродуктов на рельеф;
- локализация возможных проливов углеводородов, сбор и вывоз замазченного грунта;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- раздельное хранение отходов в соответственно маркированных контейнерах и емкостях.
- реабилитации территории.

10.3 Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова в процессе строительства скважины необходимо выполнение следующих мероприятий:

- движение наземных видов транспорта планируется осуществлять только по специально отведенным дорогам;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производится только на специально оборудованных полигонах;
- сокращение объемов земляных работ по срезке и выравниванию рельефа;
- сохранение растительности.
- Мероприятия по сохранению почвенного покрова:
- исключение эрозионных, склоновых и других негативных процессов изменения природного ландшафта;
- поэтапное проведение технической рекультивации при разработке месторождения.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды твердыми отходами, в соответствие с нормативными требованиями в Республике Казахстан, необходимо запланировать следующие мероприятия:

- инвентаризация, сбор промышленных отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях и вывоз на специально оборудованные полигоны;
- повторное использование отходов в определенных проектом случаях;
- контроль выполнения запланированных мероприятий.
- В целях снижения негативного влияния производственной деятельности на ландшафты, необходимо:
 - производственные объекты месторождения запроектировать на ограниченных в плане участках;
 - предусмотреть меры по сохранению естественного растительного покрова и почв на осваиваемых территориях;
 - контроль за состоянием и сохранением поверхностных условий ландшафта на всех этапах производственной деятельности.

По охране растительного и животного мира предусмотреть следующие мероприятия:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;

- маркировка и ограждение опасных участков;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- принятие административных мер для пресечения браконьерства;
- организация и проведение мониторинговых работ;
- запрет неорганизованных проездов по территории месторождения.

Рекультивация

Реализация проектных решений по каждому из вариантов предусматривает строительство скважины, следовательно - нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствие с Экологическим Кодексом Республики Казахстан «Природопользователи при разработке полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

По окончании строительства скважины производится рекультивация отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;
- сбор, резку и вывоз металлома;
- очистку почвы от замазченного грунта и вывоз его для складирования;
- планировку площадки.

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

По состоянию на 02.01.2021 г. был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Северо-Западный Кызылкия Кызылординской и Карагандинской областей РК» (протокол ГКЗ РК №2366-21-У от 17.11.2021 г.).

В протоколе ГКЗ РК №2366-21-У от 17.11.2021 г. недропользователю было рекомендовано:

- при бурении скважин предусмотреть отбор керна с проведением лабораторных исследований по горизонтам Pz-1 и Pz-2 для построения петрофизических зависимостей $P_{\text{п}}=f(K_{\text{г}})$, $P_{\text{п}}=f(K_{\text{в}})$.

-увеличить объемы проведения исследований ГИС-контроль для определения обводненных интервалов с дальнейшим проведением изоляционных работ;

- продолжить проведение ГДИС (КВД, МУО);
- отобрать пробы пластовой нефти по горизонту M-II-I;
- продолжить доизучение залежей, оцененных по категории C₂ для перевода запасов в категорию C₁.

После отчета [23] недропользователем были отобраны пробы пластовой нефти на Западном своде по горизонту M-II-1 из скважины 224, по горизонту Pz-1 из скважины 105, по горизонту Pz-2 из скважины 103 и совместно по горизонтам Pz-1+ Pz-2 из скважины 241 и на Восточном своде по горизонту Pz-1 из скважины 200.

На Западном своде были отобраны две устьевых проб нефти по горизонту M-II-2 из скважины 42 и по горизонту Pz-1 из скважины 209.

Согласно протоколу ГКЗ в целом по месторождению запасы нефти категории C₂ (требующие доказывания) равны 441/38 тыс. т, что составляет 3% от геологических запасов и 1% от извлекаемых запасов месторождения. Запасы нефти категории C₂ меловых горизонтов сосредоточены в небольших залежах, вскрытых одиночными скважинами, и не имеют промышленной ценности. Наибольшие запасы геологические / извлекаемые в количестве 316 / 23 тыс. т сосредоточены на юге Западного свода залежи PZ-2, где оконтурен участок, не подтвержденный данными бурения, но который находится гипсометрически выше отметки принятого ВНК -1370 м. Для доизучения этого участка предлагаем заложить оценочную скважину ОЦ-1 на юго-восток от скважины 227. Предлагаем бурить оценочную скважину ОЦ-1 до 1500м забоя, по координатам Пулково1942 x=11643932 y=5156987.00.

При бурении скважин предусмотреть отбор керна, на керне выполнить лабораторные исследования по горизонтам Pz-1 и Pz-2 для построения петрофизических зависимостей $P_p=f(K_g)$, $P_p=f(K_b)$. В случае обнаружения в разрезе оценочной скважины по ГИС продуктивных пластов коллекторов предусмотреть опробование в колонне с выполнением гидродинамических исследований. В случае получения притока пластового флюида предусмотреть отбор глубинных и устьевых проб.

12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

12.1 Результаты проведённых опытно-промышленных испытаний (ОПИ) новых технологий

В период 2017-2018 гг. на месторождении Северо-Западный Кызылкия проводились опытно-промышленные испытания (ОПИ) двух технологий:

ОПИ технологии закачки газообразного азота

ОПИ технологии закачки газообразного азота в скважину 231 проводила компания ТОО «Хайдормунай» в период 13-28.01.2018 г.

Перед началом проведения ОПИ (декабрь 2018 г.) скважина фонтанировала с дебитом жидкости в среднем 138 т/сут, нефти – 5,2 т/сут и обводнённостью – 96%.

Во время испытаний в течение 15 дней в скважину 231 было закачено 614 тыс.м³ газообразного азота. После обработки скважина 231 в течение 2018-2019 гг. работала с использованием УЭЦН со средним дебитом жидкости 46,7 т/сут, нефти – 3,0 т/сут и обводнённостью – 92,7%. Начиная с декабря 2019 г. скважина 231 переведена в наблюдательный фонд. В результате проведённой обработки по закачке газообразного азота положительного результата получено не было.

ОПИ технологии ультразвуковой обработки призабойной зоны пласта

ОПИ технологии ультразвуковой обработки призабойной зоны скважины 130 проводила компания «CNEC» в период 29.08-04.09.2017 г.

Скважина 130 разрабатывает II объект, горизонт РZ-2, интервал перфорации 1457,0-1462,0 м. Результаты выполненных работ приведены в таблице 12.1.1.

Таблица 12.1.1 – Результаты ультразвуковой обработки призабойной зоны скважин

№ скв	Дата проведения обработки	Параметры работы скважин						Продолжительность эффекта по состоянию на 01.07.2021 г.	
		До обработки			После обработки				
		Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	% воды	Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	%, воды		
130	29.08-04.09.2017	2,4	2,3	2,1	8,5	6,2	13,6	3,9	406 Эффект закончен

В результате проведённой работы в течение 406 сут на скважине наблюдался прирост дебита нефти в среднем на 3,9 т/сут.

12.2 Рекомендации по проведению опытно-промышленных испытаний новых технологий

III вариант данного Проекта предусматривает проведение опытно-промышленных испытаний технологии повышения нефтеотдачи с применением в качестве вытесняющего агента водных растворов неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ).

Геолого-физические условия месторождения Северо-Западный Кызылкия, а именно коллекторские свойства, условия залегания пластов, свойства пластовой нефти и минерализация пластовой воды, соответствуют применению данного метода увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении [2].

Метод основан на способности водных растворов НПАВ существенно снижать межфазное поверхностное натяжение на границе раздела нефть-вода, изменять смачиваемость в системе нефть-вода-порода и свойства адсорбционных слоёв, образующихся на границе раздела «вода-нефть» и «нефть-поверхность породы». Значительное снижение поверхностного натяжения на границах раздела является одной из причин более полного вытеснения нефти из пористой среды растворами ПАВ. Они также способствуют дроблению глобул нефти, охваченных водой, снижают необходимый перепад давления для фильтрации жидкостей в пористой среде, способствуют сокращению расхода воды и улучшают ее моющие свойства.

С гидродинамических позиций вытеснение нефти растворами ПАВ с низким межфазным натяжением представляет собой один из наиболее эффективных способов извлечения углеводородов, являющийся или приближающийся к вытеснению со смешением двух жидкостей. Такой метод направлен на максимально возможное извлечение всей находящейся в пласте нефти, в том числе и остаточной, после обычного заводнения. Коэффициент вытеснения при достаточном объеме оторочки в лабораторных экспериментах близок к 100%.

Существенным достоинством заводнения пластов водными растворами НПАВ – это исключительная простота технологии применения, транспортирования, хранения, приготовления и закачки в пласт. По сравнению с другими методами он может быть значительно легче внедрён в больших масштабах при незначительных дополнительных капитальных затратах. Неионогенные ПАВ малочувствительны к солям, применимы в широком диапазоне температур и хорошо совместимы с другими химическими реагентами.

Рекомендуемая концентрация НПАВ в закачиваемой воде – 0.05-0.1%. В качестве НПАВ рекомендуются к применению: оксиэтилированный изононилфенол – Неонол АФ-12, оксиэтилованные алкилфенолы (типа ОП-10), блоксополимеры окисей этилена и пропилена (дисольваны, проксонолы и сепаролы).

Схемы 2-х опытных участков месторождения Северо-Западный Кызылкия для опытно-промышленных испытаний по закачке водных растворов неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) представлена на рисунках 12.2.1-12.2.2.

ОПИ предлагается провести в период 2026-2028 гг. на I объекте (блок V) и II объекте (блок Пв). Участок (ячейка 1) для проведения ОПИ на I объекте будет включать в себя нагнетательные скважины 111 и 214 и реагирующие добывающие скважины 48, 104, 106, 107, 116, 118, 203, 205, 208. Скважина 107 в настоящее время находится в наблюдательном фонде, в 2023 г. будет переведена в добывающий фонд.

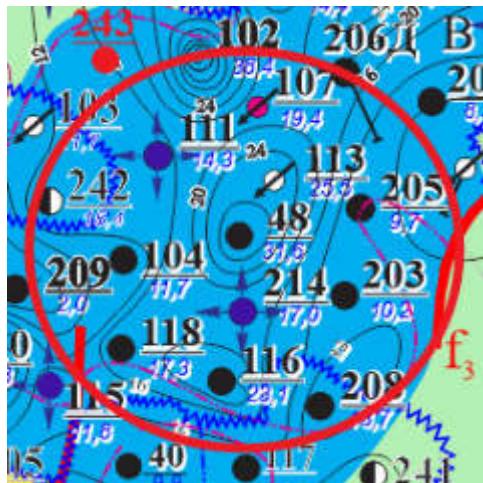


Рисунок 12.2.1 - Ячейка 1 - I объект блок V

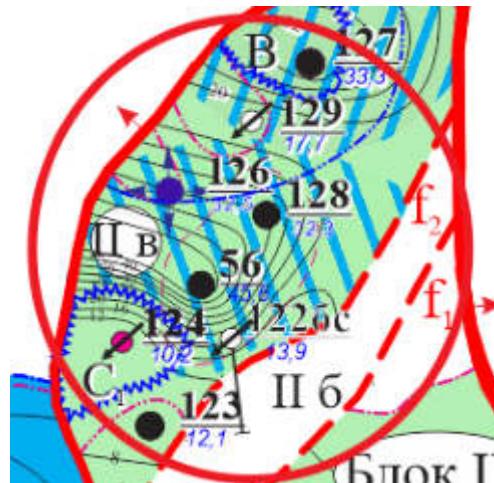


Рисунок 12.2.2 - Ячейка 2 - II объект блок Пв

Участок (ячейка 2) для проведения ОПИ на II объекте будет включать в себя нагнетательную скважину 126 и реагирующие добывающие скважины 56 и 128 (горизонт Pz-2), 123, 124 и 127 (горизонт Pz-1). Скважина 124 в настоящее время находится в наблюдательном фонде, в 2027 г. будет переведена в добывающий фонд.

Закачивание композиции НПАВ на месторождении Морское будет осуществлено в отдельные нагнетательные скважины с помощью дозаторных насосов, расположенных на выкидной линии БКНС через водораспределительный пункт (ВРП) в отдельные скважины. Для определения эффективности воздействия будет проведён анализ работы добывающих скважин, реагирующих на работу нагнетательных скважин по ячейкам.

С учётом характеристики основных показателей разработки I и II объектов проведён расчёт технологических показателей работы опытных участков, приведённый в таблице 12.2.1.

Таблица 12.2.1 – Технологические показатели работы опытных участков месторождения Северо-Западный Кызылкия

Объект	Годы	Количество нагнетательных скважин	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	Годовая закачка воды с НПАВ, тыс.м ³	Годовой расход НПАВ, т (конц НПАВ= 0.075%)	Суточный расход НПАВ, кг (конц НПАВ= 0.075%)
I	2	3	4	5	6	7
	2026	2	52,1	34,25	25,69	70,38
	2027	2	46,7	30,65	22,99	62,99
	2028	2	45,0	29,58	22,19	60,79
II	2026	1	307,1	100,89	75,67	207,32
	2027	1	344,5	113,16	84,87	232,52
	2028	1	357,3	117,38	88,04	241,20

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.

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;
- расчет затрат на рекультивацию земли;
- платежи за выбросы в атмосферу вредных веществ, образующиеся в процессе демонтажных работ, размещение отходов производства.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла, рекультивацию земли, платежи за выбросы от демонтажных работ и размещение отходов.

Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по демонтажу по типам имеющегося оборудования, данные по климатическим характеристикам района проведения работ, данные по удельным объемам демонтажных работ, рассчитанные на основе проектов-аналогов, выполненных для промышленных объектов Республики Казахстан (РК).

Расчет затрат на ликвидацию скважин

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 разработки месторождения.

Стоимость ликвидации одной скважины составляет 7 000 тыс. тенге.

Количество скважин, подлежащих ликвидации под конец разработки месторождения -101 единиц.

Таким образом затраты на ликвидацию скважин по 2 рекомендуемому варианту составят:

$$101 \text{ скважин} * 7 \text{ 000 тыс. тенге} = 707 \text{ 000 тыс. тенге}$$

Расчет затрат на ликвидацию объектов наземного обустройства

При расчете затрат ликвидации объектов наземного обустройства был составлен перечень и определена предполагаемая стоимость демонтажа наземных объектов.

Предполагаемая стоимость демонтажных работ была рассчитана в виде норматива в размере 10% от первоначальной стоимости строительства объектов обустройства с учетом модернизации.

Расчет рекультивации земли, платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов

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:

- на рекультивацию скважин принята территория 3*10 м.
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель – 0,2 м.

Согласно нормативу на производство земельных работ принята величина 12 560 тенге на рекультивацию 1 м³ грунта.

В таблице 13.1 представлен расчет платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов.

Таблица 13.1 - Расчет платежей за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов

№ п/п	Наименование	Норматив, тенге	Кол-во скважин	Сумма, тенге
1	Платежи за выбросы в атмосферу при демонтажных работах ликвидации скважин.	70 415,77	101	7 111 992,8
2	Платежи за размещение отходов ликвидируемых скважин.	11 601,00	101	1 171 701,0
Всего платежи за демонтажные работы и размещение отходов, тенге				8 283 693,8

Расчет затрат на демонтаж объектов наземного обустройства.

При расчете затрат ликвидации объектов нефтепромыслового обустройства был составлен перечень и определена стоимость демонтажа наземных объектов – таблица 13.2.

Таблица 13.2 - Расчет затрат на демонтаж основных средств на м/р Северо-Западный Кызылкия

№	Наименование основных средств	Ед.изм	Кол-во	Стоимость в тенге	Сумма в тенге
1	Ликвидация скважин				707 000 000
	Добывающие	шт	80	7 000 000	560 000 000
	Нагнетательные	шт	21	7 000 000	147 000 000
2	Наземные и подземные оборудование				242 459 003
	Здание операторной (8x4x2,5)	шт	1	1 529 556	1 529 556
	РВС 2000м3 пластовой воды	шт	1	1 793 440	1 793 440
	Насосы перекачки нефти	шт	3	1 215 943	3 647 829
	Печь ПП-0,63	шт	3	1 173 035	3 519 104
	Сепаратор 100м3	шт	1	1 289 950	1 289 950
	Дренажная ёмкость 63м3	шт	1	1 598 614	1 598 614
	4" Газопровод от ЦУГ КК до ГУ-1 СЗКК	метр	4 340	2 280	9 895 200
	16" Трубопровод от ГУ СЗ-КК до ЦППН Арыскум.	метр	20 902	3 850	80 472 700
	Выкидные линии со скважин	метр	15 900	2 280	36 252 000
	8" Коллектор от ЗУ-1 до ГУ	метр	9 800	3 040	29 792 000
	3" Газопровод от ГУ-1 до ЗУ-4	метр	5 000	2 100	10 500 000
	Спутник АМ 40-8-400 (3x4x2,5)	шт	4	1 529 556	6 118 222
	3-х фазный Тестовый сепаратор со зданием 2,5x2,5	шт	4	1 186 640	4 746 560
	РВС 2000м3 пластовой воды	шт	1	1 793 440	1 793 440
	Насосы нагнетательные	шт	3	1 215 943	3 647 829
	Бустерные насосы	шт	1	1 186 640	1 186 640
	ВРП	шт	3	1 186 640	3 559 920
	8" Нагнетательный коллектор от ГУ до ВРП-1,2,3	метр	6 850	3 040	20 824 000
	Нагнетательные линии	метр	8 900	2 280	20 292 000
3	Рекультивация участка				7 611 360
	Рекультивация участка	м3	606	12 560	7 611 360
	ИТОГО				957 070 363

Общая стоимость демонтажа наземного обустройства промысла составила **242 459,0** тыс.тенге

Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Согласно главе 13 Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, в рамках проекта разработки необходимо определить удельный норматив отчислений в тенге на 1 тонну добытой нефти. Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

Количество скважин, подлежащих ликвидации для каждого варианта различны и поэтому отчисления в ликвидационный фонд рассчитывались для каждого варианта отдельно. Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 12.3. для каждого варианта разработки.

Таблица 13.3 - Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд всех вариантов разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия

Показатели	Ед. измерения	Базовая величина		
		1 вариант	2 вариант рекомендуемый	3 вариант
Количество ликвидируемых скважин		95	101	108
Ликвидация скважин, тенге	тыс. тенге	665 000	707 000	756 000
Демонтаж наземного и подземного оборудования, тенге	тыс. тенге	242 459	242 459	242 459
Рекультивация земли, тенге	тыс. тенге	7 611	7 611	7 611
Платежи за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов, тенге	тыс. тенге	8 284	8 284	8 284
Всего затрат:	тыс. тенге	923 354	965 354	1 014 354
На депозитном счете, тенге, по состоянию на 01.01.2023	тыс. тенге	565 448	565 448	565 448
Остаток затрат в ликвидационный фонд, тенге	тыс. тенге	357 906	399 906	448 906
Остаточные извлекаемые запасы нефти за рентабельный период, тыс.тонн	тыс.тонна	793	1 116	1 097
Расчетный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тенге/т.тонн	451,16	358,20	409,32

В таблице 13.4 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам рекомендуемого 2 варианта разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия.

Таблица 13.4 - Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд месторождения Северо-Западный Кызылкия

Год	Годовая добыча нефти, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений, тенге/тонна	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге
1	2	3	4
2023	79,01	358,20	28 302,04
2024	74,21	358,20	26 580,02
2025	71,07	358,20	25 456,77
2026	69,53	358,20	24 905,08
2027	67,21	358,20	24 073,66
2028	63,70	358,20	22 818,76
2029	58,96	358,20	21 118,46
2030	54,60	358,20	19 556,53
2031	50,49	358,20	18 085,16
2032	46,71	358,20	16 732,84
2033	43,24	358,20	15 489,29
2034	40,05	358,20	14 345,17
2035	37,11	358,20	13 291,98
Итого 2023-2035	755,89		270 755,78

Расчет сделан до 2035 года-срока действия Контракта недропользования согласно статье 54 Главы 8 «Кодекса о недрах и недропользовании от 27.12.2017 г.».

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.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

а) Опубликованные

1. Мазепа Б.А. «Парафинизация нефтесборных систем и промыслового оборудования». Москва, Недра, 1966 г.
2. Т.А.Бурдынь и др. «Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении», М, «Недра», 1983 г.
3. РД 39-1147103-362-86 «Рекомендации по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений».
4. Лысенко В.Д. «Проектирование разработки нефтяных месторождений», 1987 г.
5. Лысенко В.Д. «Оптимизация разработки нефтяных месторождений», 1991 г.
6. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. «Рациональная разработка нефтяных м/р», 2005 г.
7. СТ РК 1662-2007. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
8. ПСТ РК 15-2014 «Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений».
9. ПСТ РК 13-2014 «Методические рекомендации по определению технологических потерь сырого (нефтяного) газа при добыче».
10. Кодекс Республики Казахстан о Недрах и Недропользовании от 27.12.2017 года № 125-VI с изменениями и дополнениями от 24.05.2018 г. №156-VI.
11. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 28 июня 2018 года № 17131).
12. «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года №329).
13. Экологический кодекс Республики Казахстан. Астана, 2021 г.

б) Фондовые

14. «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северо-Западный Кызылкия по состоянию на 01.07.2006 г.», п. Нефтеразведка, ТОО «Мунайгазгеолсервис», 2007 г. (Протокол ГКЗ РК №579-07-У).

15. «Технологическая схема разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия», г.Актау, АО «КазНИПИмунайгаз», 2010 г. (Протокол ЦКР РК №63 от 28.06.2010 г.)
16. «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия по состоянию на 01.09.2011 г.», г.Актау, АО «КазНИПИмунайгаз», 2011 г. (Протокол ЦКРР №305 от 26.12.2011 г.)
17. «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия по состоянию на 01.08.2012 г.», г.Актау, АО «КазНИПИмунайгаз», 2012 г. (Протокол ЦКРР №17-04-322-11 от 21.02.2013 г.)
18. «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия по состоянию на 01.07.2013 г.», г.Актау, АО «КазНИПИмунайгаз», 2013 г. (Комитет геологии и недропользования МИиНТ РК №22-04-219 от 23.04.2014 г.)
19. «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия по состоянию на 01.07.2015 г.», г.Актау, АО «КазНИПИмунайгаз», 2015 г.
20. «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северо-Западный Кызылкия по состоянию на 02.01.2015 г.», г. Алматы, ТОО «СМАРТ Инжиниринг», 2015 г. (Протокол ГКЗ РК №1580-15-У).
21. «Дополнение к Технологической схеме разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия выполненной по состоянию на 01.01.2017 г. », г. Алматы, ТОО «СМАРТ Инжиниринг» (письмо КГиН МИиР РК № 27-5-92-И от 17.01.2018 г.).
22. «Анализ разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия», г. Актау, ТОО «ПИ «OPTIMUM», 2021 г.
23. «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северо-Западный Кызылкия по состоянию на 02.01.2021 г.», г. Алматы, ТОО «КазНИГРИ», 2021 г. (Протокол ГКЗ РК, №2366-21-У от 11 ноября 2021 года).
24. Авторский надзор за реализацией Дополнения к Технологической схеме разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия по состоянию на 01.07.2022 г.», г. Алматы, ТОО «СМАРТ Инжиниринг».

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Месторождение Северо-Западный Кызылкия.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из бурения в эксплуатацию	Ввод скважины из наблюдательного фонда	Перевод скв. врем дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода	Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.			Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	1	1	0	0	5	0	97	144,3	4	4	0	48	48	17	5,83	64,10	147,6
2024	0	0	0	3	1	0	97	144,3	2	2	0	50	50	17	5,30	61,25	145,1
2025	0	0	0	0	2	0	97	144,3	2	2	0	50	50	17	4,86	61,18	145,4
2026	0	0	0	0	2	0	97	144,3	2	2	0	50	50	17	4,30	63,39	150,6
2027	0	0	0	0	2	1	97	144,3	1	1	0	50	50	18	3,82	66,95	150,6
2028	0	0	0	0	0	0	97	144,3	2	2	0	48	48	18	3,49	69,69	153,8
2029	0	0	0	0	0	1	97	144,3	2	2	0	45	45	19	3,32	70,44	139,7
2030	0	0	0	0	0	1	97	144,3	0	0	0	44	44	20	3,14	69,20	125,2
2031	0	0	0	0	0	0	97	144,3	2	2	0	42	42	20	2,99	67,91	117,7
2032	0	0	0	0	0	1	97	144,3	1	0	1	41	41	20	2,82	67,80	113,5
2033	0	0	0	0	0	1	97	144,3	1	1	0	39	39	21	2,68	67,41	103,3
2034	0	0	0	0	0	0	97	144,3	1	1	0	38	38	21	2,54	65,48	96,5
2035	0	0	0	0	0	0	97	144,3	1	1	0	37	37	21	2,39	64,89	92,7
2036	0	0	0	0	0	1	97	144,3	2	0	2	36	36	20	2,24	65,43	95,7
2037	0	0	0	0	0	0	97	144,3	2	2	0	34	34	20	2,14	64,91	90,7
2038	0	0	0	0	0	0	97	144,3	0	0	0	34	34	20	1,98	63,83	87,0
2039	0	0	0	0	0	1	97	144,3	1	1	0	32	32	21	1,86	62,86	78,4
2040	0	0	0	0	0	0	97	144,3	0	0	0	32	32	21	1,70	61,69	74,9
2041	0	0	0	0	0	1	97	144,3	2	0	2	31	31	20	1,56	61,80	77,2
2042	0	0	0	0	0	0	97	144,3	2	2	0	29	29	20	1,47	61,14	72,5
2043	0	0	0	0	0	0	97	144,3	0	0	0	29	29	20	1,35	59,87	69,0
2044	0	0	0	0	0	0	97	144,3	2	2	0	27	27	20	1,30	57,40	61,4
2045	0	0	0	0	0	0	97	144,3	4	2	2	25	25	18	1,25	55,69	61,2
2046	0	0	0	0	0	0	97	144,3	1	1	0	24	24	18	1,19	52,91	54,7
2047	0	0	0	0	0	0	97	144,3	1	1	0	23	23	18	1,14	50,83	49,0
2048	0	0	0	0	0	0	97	144,3	3	2	1	21	21	17	1,11	49,21	46,1
2049	0	0	0	0	0	0	97	144,3	0	0	0	21	21	17	1,02	47,96	43,4
2050	0	0	0	0	0	0	97	144,3	4	1	3	20	20	14	0,96	47,42	49,7
2051	0	0	0	0	0	0	97	144,3	1	1	0	19	19	14	0,91	45,21	44,8
2052	0	0	0	0	0	0	97	144,3	0	0	0	19	19	14	0,85	42,44	40,1
2053	0	0	0	0	0	0	97	144,3	2	1	1	18	18	13	0,79	42,61	41,9
2054	0	0	0	0	0	0	97	144,3	11	7	4	12	12	9	0,75	18,31	13,7
2055	0	0	0	0	0	0	97	144,3	0	0	0	12	12	9	0,68	18,18	13,5

Приложение 2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Месторождение Северо-Западный Кызылкия.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м ³	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м ³		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	79,0	2,0	7,1	2869,9	73,5	0,204	869,1	869,1	12069,9	10503,8	90,9	824,5	8097,9	92,3	6,972	157,577
2024	74,2	1,9	7,2	2944,1	75,4	0,209	857,9	857,9	12927,9	11361,8	91,4	810,5	8908,4	92,3	8,357	165,934
2025	68,7	1,8	7,1	3012,9	77,1	0,214	864,1	864,1	13792,0	12225,8	92,0	812,2	9720,6	92,3	7,741	173,674
2026	61,0	1,6	6,8	3073,8	78,7	0,218	898,6	898,6	14690,6	13124,5	93,2	840,8	10561,4	92,8	6,864	180,538
2027	54,3	1,4	6,5	3128,2	80,1	0,222	952,5	952,5	15643,1	14077,0	94,3	890,2	11451,6	93,6	6,116	186,654
2028	48,7	1,2	6,3	3176,9	81,3	0,226	973,3	973,3	16616,4	15050,3	95,0	909,5	12361,1	94,2	5,484	192,138
2029	43,9	1,1	6,0	3220,8	82,4	0,229	933,4	933,4	17549,9	15983,8	95,3	871,8	13232,9	94,4	4,948	197,087
2030	40,1	1,0	5,8	3260,9	83,5	0,232	883,3	883,3	18433,2	16867,1	95,5	822,7	14055,6	94,2	4,519	201,605
2031	36,7	0,9	5,7	3297,6	84,4	0,234	832,8	832,8	19265,9	17699,8	95,6	773,5	14829,1	94,1	4,127	205,732
2032	33,5	0,9	5,5	3331,1	85,3	0,237	804,0	804,0	20069,9	18503,8	95,8	745,8	15574,9	94,2	3,769	209,501
2033	30,6	0,8	5,3	3361,7	86,0	0,239	769,1	769,1	20839,1	19273,0	96,0	712,6	16287,5	94,2	3,443	212,944
2034	28,0	0,7	5,1	3389,7	86,8	0,241	720,7	720,7	21559,8	19993,7	96,1	665,5	16953,0	94,0	3,145	216,088
2035	25,5	0,7	4,9	3415,2	87,4	0,243	693,5	693,5	22253,2	20687,1	96,3	639,3	17592,3	94,0	2,873	218,961
2036	23,3	0,6	4,7	3438,5	88,0	0,244	681,8	681,8	22935,0	21368,9	96,6	628,4	18220,7	94,2	2,624	221,585
2037	21,3	0,5	4,6	3459,9	88,6	0,246	647,2	647,2	23582,3	22016,2	96,7	596,0	18816,7	94,2	2,398	223,983
2038	19,3	0,5	4,3	3479,1	89,0	0,247	622,3	622,3	24204,6	22638,5	96,9	571,6	19388,3	94,1	2,165	226,148
2039	17,4	0,4	4,1	3496,6	89,5	0,249	589,9	589,9	24794,5	23228,4	97,0	540,8	19929,0	94,1	1,957	228,105
2040	15,6	0,4	3,8	3512,2	89,9	0,250	565,3	565,3	25359,9	23793,7	97,2	516,8	20445,9	94,0	1,751	229,856
2041	14,0	0,4	3,5	3526,1	90,3	0,251	555,1	555,1	25914,9	24348,8	97,5	507,1	20953,0	94,1	1,568	231,423
2042	12,5	0,3	3,3	3538,7	90,6	0,252	521,7	521,7	26436,6	24870,5	97,6	476,1	21429,1	94,1	1,404	232,827
2043	11,2	0,3	3,0	3549,9	90,9	0,252	497,7	497,7	26934,3	25368,2	97,7	453,1	21882,2	94,0	1,257	234,084
2044	10,0	0,3	2,8	3559,9	91,1	0,253	445,2	445,2	27379,5	25813,4	97,7	403,7	22285,9	93,6	1,126	235,210
2045	9,0	0,2	2,6	3568,9	91,3	0,254	400,3	400,3	27779,8	26213,7	97,8	362,0	22647,8	93,4	1,009	236,218
2046	8,1	0,2	2,4	3577,0	91,6	0,254	359,9	359,9	28139,6	26573,5	97,8	323,6	22971,4	92,8	0,904	237,122
2047	7,2	0,2	2,2	3584,2	91,7	0,255	323,3	323,3	28463,0	26896,9	97,8	289,5	23260,9	92,5	0,810	237,931
2048	6,5	0,2	2,0	3590,7	91,9	0,255	288,2	288,2	28751,2	27185,1	97,7	257,2	23518,1	92,2	0,726	238,657
2049	5,8	0,1	1,8	3596,5	92,1	0,256	272,3	272,3	29023,5	27457,4	97,9	242,2	23760,4	92,0	0,651	239,308
2050	5,2	0,1	1,7	3601,7	92,2	0,256	257,1	257,1	29280,6	27714,5	98,0	228,5	23988,9	92,0	0,583	239,891
2051	4,7	0,1	1,5	3606,4	92,3	0,256	233,1	233,1	29513,7	27947,6	98,0	205,9	24194,8	91,4	0,523	240,415
2052	4,2	0,1	1,4	3610,6	92,4	0,257	210,8	210,8	29724,4	28158,3	98,0	184,6	24379,4	90,6	0,469	240,884
2053	3,8	0,1	1,3	3614,4	92,5	0,257	203,8	203,8	29928,3	28362,2	98,2	178,8	24558,2	90,9	0,421	241,305
2054	2,4	0,1	0,8	3616,8	92,6	0,257	58,6	58,6	29986,9	28420,8	95,9	40,4	24598,6	70,0	0,263	241,568
2055	2,2	0,1	0,7	3619,0	92,6	0,257	58,2	58,2	30045,1	28479,0	96,3	40,0	24638,5	70,0	0,238	241,806

Приложение 3 - Характеристика основного фонда скважин. I объект. Вариант 1.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из бурения в эксплуатацию	Ввод скважины из наблюдательного фонда	Перевод скв. врем дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода	Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	1	1	0	0	4	0	59	78,0	3	3	0	32	32	10	5,05	22,15	44,4
2024	0	0	0	3	1	0	62	82,0	1	1	0	35	35	10	4,57	22,13	48,3
2025	0	0	0	0	0	0	62	82,0	1	1	0	34	34	10	4,15	22,10	47,9
2026	0	0	0	0	0	0	62	82,0	1	1	0	33	33	10	3,93	22,05	46,1
2027	0	0	0	0	0	1	62	82,0	1	1	0	31	31	11	3,64	21,98	39,3
2028	0	0	0	0	0	0	62	82,0	2	2	0	29	29	11	3,46	21,90	36,4
2029	0	0	0	0	0	0	62	82,0	2	2	0	27	27	11	3,34	21,80	33,7
2030	0	0	0	0	0	0	62	82,0	0	0	0	27	27	11	3,15	21,69	32,5
2031	0	0	0	0	0	0	62	82,0	1	1	0	26	26	11	2,97	21,56	31,3
2032	0	0	0	0	0	1	62	82,0	1	0	1	25	25	11	2,84	21,42	29,8
2033	0	0	0	0	0	0	62	82,0	1	1	0	24	24	11	2,72	21,27	28,3
2034	0	0	0	0	0	0	62	82,0	0	0	0	24	24	11	2,53	21,10	27,6
2035	0	0	0	0	0	0	62	82,0	1	1	0	23	23	11	2,40	20,92	26,4
2036	0	0	0	0	0	1	62	82,0	1	0	1	22	22	11	2,31	20,77	25,0
2037	0	0	0	0	0	0	62	82,0	1	1	0	21	21	11	2,22	20,63	23,7
2038	0	0	0	0	0	0	62	82,0	0	0	0	21	21	11	2,08	20,48	23,1
2039	0	0	0	0	0	1	62	82,0	0	0	0	20	20	12	1,97	20,34	20,2
2040	0	0	0	0	0	0	62	82,0	0	0	0	20	20	12	1,81	20,20	19,7
2041	0	0	0	0	0	1	62	82,0	1	0	1	19	19	12	1,70	20,06	18,8
2042	0	0	0	0	0	0	62	82,0	1	1	0	18	18	12	1,62	19,92	17,6
2043	0	0	0	0	0	0	62	82,0	0	0	0	18	18	12	1,49	19,78	17,1
2044	0	0	0	0	0	0	62	82,0	1	1	0	17	17	12	1,41	19,64	16,3
2045	0	0	0	0	0	0	62	82,0	1	1	0	16	16	12	1,35	19,50	15,2
2046	0	0	0	0	0	0	62	82,0	0	0	0	16	16	12	1,25	19,36	14,8
2047	0	0	0	0	0	0	62	82,0	1	1	0	15	15	12	1,18	19,23	14,0
2048	0	0	0	0	0	0	62	82,0	2	1	1	14	14	11	1,14	19,09	14,1
2049	0	0	0	0	0	0	62	82,0	0	0	0	14	14	11	1,06	18,96	13,7
2050	0	0	0	0	0	0	62	82,0	2	1	1	13	13	10	1,00	18,83	14,2
2051	0	0	0	0	0	0	62	82,0	0	0	0	13	13	10	0,93	18,70	13,7
2052	0	0	0	0	0	0	62	82,0	0	0	0	13	13	10	0,84	18,57	13,6
2053	0	0	0	0	0	0	62	82,0	2	1	1	12	12	9	0,80	18,44	14,2
2054	0	0	0	0	0	0	62	82,0	0	0	0	12	12	9	0,75	18,31	13,7
2055	0	0	0	0	0	0	62	82,0	0	0	0	12	12	9	0,68	18,18	13,5

Приложение 4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект. Вариант 1.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³		
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом			Годовая закачка воды, тыс.м ³	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м ³		Годовая	Накоп-ленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	42,7	1,9	6,0	1522,9	69,4	0,183	187,3	187,3	3205,8	2977,2	77,2	146,0	2808,6	68,0	3,641	78,507
2024	41,5	1,9	6,2	1564,4	71,3	0,188	201,1	201,1	3406,9	3178,3	79,4	158,8	2967,4	70,0	4,557	83,064
2025	38,0	1,7	6,0	1602,4	73,0	0,193	202,3	202,3	3609,2	3380,6	81,2	157,5	3124,9	70,0	4,170	87,234
2026	34,9	1,6	5,9	1637,4	74,6	0,197	196,0	196,0	3805,1	3576,5	82,2	151,4	3276,3	70,0	3,836	91,071
2027	30,7	1,4	5,5	1668,1	76,0	0,201	185,5	185,5	3990,6	3762,0	83,4	141,9	3418,2	70,0	3,376	94,447
2028	27,4	1,2	5,2	1695,5	77,3	0,204	173,1	173,1	4163,8	3935,2	84,2	131,6	3549,9	70,0	3,005	97,451
2029	24,6	1,1	4,9	1720,1	78,4	0,207	160,7	160,7	4324,5	4095,9	84,7	121,7	3671,6	70,0	2,704	100,155
2030	22,7	1,0	4,8	1742,8	79,4	0,210	156,3	156,3	4480,8	4252,1	85,5	117,6	3789,2	70,0	2,488	102,643
2031	20,8	1,0	4,6	1763,6	80,4	0,212	151,4	151,4	4632,2	4403,6	86,2	113,3	3902,4	70,0	2,289	104,932
2032	19,2	0,9	4,5	1782,8	81,3	0,215	144,7	144,7	4776,9	4548,3	86,7	107,8	4010,2	70,0	2,106	107,038
2033	17,6	0,8	4,3	1800,4	82,1	0,217	138,0	138,0	4914,9	4686,3	87,2	102,4	4112,6	70,0	1,937	108,975
2034	16,2	0,7	4,1	1816,7	82,8	0,219	135,1	135,1	5050,0	4821,4	88,0	99,6	4212,3	70,0	1,782	110,757
2035	14,9	0,7	4,0	1831,6	83,5	0,220	130,1	130,1	5180,2	4951,5	88,5	95,5	4307,8	70,0	1,640	112,397
2036	13,7	0,6	3,8	1845,3	84,1	0,222	123,7	123,7	5303,9	5075,2	88,9	90,5	4398,3	70,0	1,509	113,906
2037	12,6	0,6	3,6	1858,0	84,7	0,224	117,3	117,3	5421,2	5192,6	89,2	85,6	4483,9	70,0	1,388	115,293
2038	11,6	0,5	3,5	1869,6	85,2	0,225	114,8	114,8	5535,9	5307,3	89,9	83,3	4567,2	70,0	1,277	116,570
2039	10,7	0,5	3,3	1880,3	85,7	0,226	110,3	110,3	5646,2	5417,6	90,3	79,7	4647,0	70,0	1,175	117,745
2040	9,7	0,4	3,1	1890,0	86,1	0,227	107,8	107,8	5754,0	5525,4	91,0	77,5	4724,5	70,0	1,063	118,808
2041	8,8	0,4	2,9	1898,7	86,5	0,228	103,4	103,4	5857,4	5628,7	91,5	74,0	4798,4	70,0	0,962	119,770
2042	7,9	0,4	2,7	1906,7	86,9	0,229	97,3	97,3	5954,7	5726,1	91,9	69,5	4867,9	70,0	0,871	120,641
2043	7,2	0,3	2,5	1913,8	87,2	0,230	95,0	95,0	6049,7	5821,1	92,4	67,5	4935,4	70,0	0,788	121,429
2044	6,5	0,3	2,3	1920,3	87,5	0,231	90,7	90,7	6140,4	5911,8	92,8	64,2	4999,6	70,0	0,713	122,142
2045	5,9	0,3	2,1	1926,2	87,8	0,232	84,9	84,9	6225,3	5996,7	93,1	60,0	5059,6	70,0	0,645	122,787
2046	5,3	0,2	2,0	1931,5	88,0	0,232	82,7	82,7	6308,0	6079,4	93,6	58,1	5117,7	70,0	0,584	123,371
2047	4,8	0,2	1,8	1936,4	88,3	0,233	78,6	78,6	6386,6	6157,9	93,9	55,1	5172,8	70,0	0,529	123,900
2048	4,4	0,2	1,7	1940,7	88,5	0,234	72,9	72,9	6459,5	6230,9	94,0	51,1	5223,9	70,0	0,478	124,378
2049	3,9	0,2	1,6	1944,7	88,6	0,234	70,8	70,8	6530,3	6301,7	94,4	49,4	5273,4	70,0	0,433	124,811
2050	3,6	0,2	1,4	1948,2	88,8	0,234	66,9	66,9	6597,2	6368,6	94,7	46,6	5320,0	70,0	0,392	125,203
2051	3,2	0,1	1,3	1951,4	88,9	0,235	64,8	64,8	6662,1	6433,4	95,0	45,0	5365,0	70,0	0,355	125,557
2052	2,9	0,1	1,2	1954,4	89,1	0,235	64,4	64,4	6726,5	6497,8	95,5	44,6	5409,6	70,0	0,321	125,878
2053	2,6	0,1	1,1	1957,0	89,2	0,236	60,6	60,6	6787,0	6558,4	95,6	41,8	5451,4	70,0	0,290	126,169
2054	2,4	0,1	1,0	1959,4	89,3	0,236	58,6	58,6	6845,6	6617,0	95,9	40,4	5491,8	70,0	0,263	126,431
2055	2,2	0,1	0,9	1961,6	89,4	0,236	58,2	58,2	6903,9	6675,2	96,3	40,0	5531,8	70,0	0,238	126,669

Приложение 5 - Характеристика основного фонда скважин. II объект. Вариант 1.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из бурения в эксплуатацию	Ввод скважины из наблюдательного фонда	Перевод скв. врем дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода	Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи- зированных	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	0	0	0	0	1	0	35	47,2	1	1	0	16	16	7	7,12	133,58	295,1
2024	0	0	0	0	0	0	35	47,2	1	1	0	15	15	7	6,64	133,46	283,4
2025	0	0	0	0	2	0	35	47,2	1	1	0	16	16	7	6,19	133,22	284,7
2026	0	0	0	0	2	0	35	47,2	1	1	0	17	17	7	4,93	132,91	299,8
2027	0	0	0	0	2	0	35	47,2	0	0	0	19	19	7	4,07	132,51	325,4
2028	0	0	0	0	0	0	35	47,2	0	0	0	19	19	7	3,52	132,02	338,3
2029	0	0	0	0	0	1	35	47,2	0	0	0	18	18	8	3,29	131,44	285,4
2030	0	0	0	0	0	1	35	47,2	0	0	0	17	17	9	3,14	130,77	238,5
2031	0	0	0	0	0	0	35	47,2	1	1	0	16	16	9	3,02	130,01	223,3
2032	0	0	0	0	0	0	35	47,2	0	0	0	16	16	9	2,80	129,17	215,8
2033	0	0	0	0	0	1	35	47,2	0	0	0	15	15	10	2,63	128,24	185,7
2034	0	0	0	0	0	0	35	47,2	1	1	0	14	14	10	2,55	127,22	172,3
2035	0	0	0	0	0	0	35	47,2	0	0	0	14	14	10	2,38	126,13	165,5
2036	0	0	0	0	0	0	35	47,2	1	0	1	14	14	9	2,15	124,96	181,9
2037	0	0	0	0	0	0	35	47,2	1	1	0	13	13	9	2,03	123,71	172,6
2038	0	0	0	0	0	0	35	47,2	0	0	0	13	13	9	1,84	122,38	165,1
2039	0	0	0	0	0	0	35	47,2	1	1	0	12	12	9	1,70	120,99	155,9
2040	0	0	0	0	0	0	35	47,2	0	0	0	12	12	9	1,55	119,53	148,6
2041	0	0	0	0	0	0	35	47,2	1	0	1	12	12	8	1,36	118,00	164,8
2042	0	0	0	0	0	0	35	47,2	1	1	0	11	11	8	1,26	116,40	154,7
2043	0	0	0	0	0	0	35	47,2	0	0	0	11	11	8	1,15	114,75	146,7
2044	0	0	0	0	0	0	35	47,2	1	1	0	10	10	8	1,13	113,04	129,2
2045	0	0	0	0	0	0	35	47,2	3	1	2	9	9	6	1,10	111,28	153,2
2046	0	0	0	0	0	0	35	47,2	1	1	0	8	8	6	1,09	109,46	134,7
2047	0	0	0	0	0	0	35	47,2	0	0	0	8	8	6	1,06	107,60	118,9
2048	0	0	0	0	0	0	35	47,2	1	1	0	7	7	6	1,05	105,70	104,6
2049	0	0	0	0	0	0	35	47,2	0	0	0	7	7	6	0,97	103,75	97,8
2050	0	0	0	0	0	0	35	47,2	2	0	2	7	7	4	0,88	101,77	138,5
2051	0	0	0	0	0	0	35	47,2	1	1	0	6	6	4	0,86	99,76	122,5
2052	0	0	0	0	0	0	35	47,2	0	0	0	6	6	4	0,85	97,71	106,5
2053	0	0	0	0	0	0	35	47,2	0	0	0	6	6	4	0,75	95,64	104,2

Приложение 6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект. Вариант 1.

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд., д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м ³	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м ³		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	36,3	2,1	9,0	1347,0	78,6	0,234	681,8	681,8	8864,1	7526,7	94,7	678,5	5289,3	100,0	3,331	79,070
2024	32,7	1,9	8,9	1379,7	80,5	0,240	656,8	656,8	9521,0	8183,5	95,0	651,7	5941,0	100,0	3,800	82,869
2025	30,7	1,8	9,2	1410,4	82,3	0,245	661,8	661,8	10182,8	8845,3	95,4	654,7	6595,7	100,0	3,571	86,440
2026	26,1	1,5	8,6	1436,5	83,9	0,249	702,7	702,7	10885,4	9547,9	96,3	689,4	7285,1	100,0	3,027	89,468
2027	23,6	1,4	8,5	1460,1	85,2	0,253	767,0	767,0	11652,4	10314,9	96,9	748,3	8033,4	100,0	2,740	92,207
2028	21,3	1,2	8,4	1481,4	86,5	0,257	800,2	800,2	12452,6	11115,2	97,3	777,9	8811,3	100,0	2,480	94,687
2029	19,3	1,1	8,3	1500,7	87,6	0,261	772,7	772,7	13225,4	11887,9	97,5	750,0	9561,3	100,0	2,244	96,931
2030	17,5	1,0	8,2	1518,2	88,6	0,264	727,0	727,0	13952,4	12614,9	97,6	705,1	10266,4	100,0	2,031	98,962
2031	15,8	0,9	8,1	1534,0	89,6	0,266	681,4	681,4	14633,8	13296,3	97,7	660,3	10926,7	100,0	1,838	100,800
2032	14,3	0,8	8,0	1548,3	90,4	0,269	659,3	659,3	15293,0	13955,6	97,8	638,1	11564,7	100,0	1,663	102,463
2033	13,0	0,8	7,9	1561,3	91,1	0,271	631,1	631,1	15924,2	14586,7	97,9	610,2	12174,9	100,0	1,505	103,968
2034	11,7	0,7	7,7	1573,0	91,8	0,273	585,6	585,6	16509,8	15172,3	98,0	565,8	12740,7	100,0	1,362	105,331
2035	10,6	0,6	7,6	1583,6	92,4	0,275	563,3	563,3	17073,1	15735,6	98,1	543,8	13284,5	100,0	1,233	106,564
2036	9,6	0,6	7,4	1593,2	93,0	0,277	558,1	558,1	17631,2	16293,7	98,3	537,9	13822,4	100,0	1,116	107,679
2037	8,7	0,5	7,3	1601,9	93,5	0,278	529,9	529,9	18161,1	16823,6	98,4	510,4	14332,8	100,0	1,010	108,689
2038	7,6	0,4	6,9	1609,5	94,0	0,279	507,5	507,5	18668,6	17331,1	98,5	488,3	14821,0	100,0	0,889	109,578
2039	6,7	0,4	6,5	1616,3	94,4	0,281	479,7	479,7	19148,3	17810,8	98,6	461,0	15282,1	100,0	0,782	110,360
2040	5,9	0,3	6,1	1622,2	94,7	0,282	457,6	457,6	19605,9	18268,4	98,7	439,3	15721,4	100,0	0,688	111,048
2041	5,2	0,3	5,7	1627,4	95,0	0,283	451,7	451,7	20057,6	18720,1	98,8	433,2	16154,5	100,0	0,606	111,653
2042	4,6	0,3	5,4	1632,0	95,3	0,283	424,4	424,4	20481,9	19144,4	98,9	406,7	16561,2	100,0	0,533	112,186
2043	4,0	0,2	5,0	1636,0	95,5	0,284	402,7	402,7	20884,6	19547,1	99,0	385,6	16946,8	100,0	0,469	112,655
2044	3,6	0,2	4,6	1639,6	95,7	0,285	354,5	354,5	21239,1	19901,6	99,0	339,5	17286,3	100,0	0,413	113,068
2045	3,1	0,2	4,3	1642,7	95,9	0,285	315,4	315,4	21554,5	20217,0	99,0	302,0	17588,3	100,0	0,363	113,431
2046	2,8	0,2	3,9	1645,5	96,1	0,286	277,2	277,2	21831,7	20494,2	99,0	265,4	17853,7	100,0	0,320	113,751
2047	2,4	0,1	3,6	1647,9	96,2	0,286	244,8	244,8	22076,4	20738,9	99,0	234,4	18088,1	100,0	0,281	114,032
2048	2,1	0,1	3,3	1650,0	96,3	0,286	215,3	215,3	22291,7	20954,2	99,0	206,1	18294,2	100,0	0,247	114,279
2049	1,9	0,1	3,0	1651,9	96,4	0,287	201,5	201,5	22493,2	21155,7	99,1	192,8	18487,0	100,0	0,218	114,497
2050	1,6	0,1	2,7	1653,5	96,5	0,287	190,2	190,2	22683,4	21345,9	99,1	181,9	18668,9	100,0	0,192	114,689
2051	1,5	0,1	2,4	1655,0	96,6	0,287	168,2	168,2	22851,6	21514,1	99,1	160,9	18829,8	100,0	0,169	114,857
2052	1,3	0,1	2,2	1656,3	96,7	0,288	146,4	146,4	22998,0	21660,5	99,1	140,0	18969,8	100,0	0,148	115,006
2053	1,1	0,1	2,0	1657,4	96,8	0,288	143,3	143,3	23141,2	21803,8	99,2	136,9	19106,7	100,0	0,131	115,136

Приложение 7 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 3. Месторождение Северо-Западный Кызылкия.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из бурения в эксплуатацию	Ввод скважины из наблюдательного фонда	Перевод скв. врем дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода	Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи-зирован-ных	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	1	1	0	0	5	0	97	144,3	4	4	0	48	48	17	5,83	64,10	147,6
2024	1	1	0	3	1	0	98	145,8	2	2	0	50	50	17	5,30	61,25	145,1
2025	2	2	0	3	2	0	100	148,8	2	2	0	53	53	17	4,84	59,72	147,1
2026	3	3	0	3	2	1	103	153,3	1	1	0	56	56	18	4,52	60,74	160,9
2027	3	3	0	3	2	2	106	157,8	0	0	0	59	59	20	4,19	62,97	158,5
2028	2	2	0	2	0	1	108	160,8	1	1	0	59	59	21	3,93	64,73	157,8
2029	2	2	0	2	0	1	110	163,8	1	1	0	59	59	22	3,76	65,05	151,4
2030	0	0	0	0	0	2	110	163,8	0	0	0	57	57	24	3,55	64,28	133,9
2031	0	0	0	0	0	0	110	163,8	2	2	0	55	55	24	3,40	63,08	126,6
2032	0	0	0	0	0	1	110	163,8	1	0	1	54	54	24	3,21	62,53	122,0
2033	0	0	0	0	0	1	110	163,8	1	1	0	52	52	25	3,05	61,72	112,1
2034	0	0	0	0	0	0	110	163,8	1	1	0	51	51	25	2,88	59,75	105,5
2035	0	0	0	0	0	0	110	163,8	1	1	0	50	50	25	2,71	58,74	101,2
2036	0	0	0	0	0	1	110	163,8	2	0	2	49	49	24	2,54	58,55	102,9
2037	0	0	0	0	0	0	110	163,8	2	2	0	47	47	24	2,42	57,51	97,7
2038	0	0	0	0	0	0	110	163,8	0	0	0	47	47	24	2,26	56,13	93,7
2039	0	0	0	0	0	1	110	163,8	3	2	1	44	44	24	2,18	55,27	88,4
2040	0	0	0	0	0	0	110	163,8	0	0	0	44	44	24	2,06	54,03	84,3
2041	0	0	0	0	0	1	110	163,8	2	0	2	43	43	23	1,93	53,38	85,5
2042	0	0	0	0	0	0	110	163,8	2	2	0	41	41	23	1,85	52,13	80,4
2043	0	0	0	0	0	0	110	163,8	0	0	0	41	41	23	1,73	50,56	76,4
2044	0	0	0	0	0	0	110	163,8	3	2	1	39	39	22	1,68	47,98	71,9
2045	0	0	0	0	0	0	110	163,8	5	2	3	37	37	19	1,61	46,10	75,9
2046	0	0	0	0	0	0	110	163,8	1	1	0	36	36	19	1,51	43,74	69,3
2047	0	0	0	0	0	0	110	163,8	2	1	1	35	35	18	1,44	41,56	66,2
2048	0	0	0	0	0	0	110	163,8	4	2	2	33	33	16	1,35	39,80	67,4
2049	0	0	0	0	0	0	110	163,8	0	0	0	33	33	16	1,20	38,44	63,6
2050	0	0	0	0	0	0	110	163,8	3	1	2	32	32	14	1,06	36,92	66,9
2051	0	0	0	0	0	0	110	163,8	14	10	4	22	22	10	1,04	18,48	32,9
2052	0	0	0	0	0	0	110	163,8	0	0	0	22	22	10	0,88	18,35	32,5
2053	0	0	0	0	0	0	110	163,8	2	1	1	21	21	9	0,78	18,22	34,6
2054	0	0	0	0	0	0	110	163,8	0	0	0	21	21	9	0,69	18,09	33,7
2055	0	0	0	0	0	0	110	163,8	0	0	0	21	21	9	0,64	17,97	31,8
2056	0	0	0	0	0	0	110	163,8	0	0	0	21	21	9	0,62	17,84	28,9

Приложение 8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 3. Месторождение Северо-Западный Кызылкия.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Ком-пен-сация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³		
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом			Годовая закачка воды, тыс.м ³	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м ³		Годовая	Накоп-ленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	79,0	2,0	7,1	2869,9	73,5	0,204	869,1	869,1	12069,9	10503,8	90,9	824,5	8097,9	92,3	6,972	157,577
2024	74,2	1,9	7,2	2944,1	75,4	0,209	857,9	857,9	12927,9	11361,8	91,4	810,5	8908,4	92,3	8,357	165,934
2025	71,1	1,8	7,4	3015,2	77,2	0,214	876,1	876,1	13804,0	12237,9	91,9	821,6	9730,0	92,0	8,000	173,934
2026	69,9	1,8	7,8	3085,1	79,0	0,219	938,4	938,4	14742,4	13176,3	92,6	951,2	10681,2	100,0	7,864	181,798
2027	68,8	1,8	8,4	3153,9	80,7	0,224	1034,5	1034,5	15776,9	14210,8	93,4	1041,4	11722,6	100,0	7,737	189,535
2028	65,9	1,7	8,8	3219,8	82,4	0,229	1086,6	1086,6	16863,5	15297,4	93,9	1088,4	12811,0	100,0	7,419	196,954
2029	63,4	1,6	9,2	3283,2	84,0	0,233	1095,3	1095,3	17958,8	16392,7	94,2	1094,4	13905,4	100,0	7,131	204,085
2030	58,4	1,5	9,4	3341,6	85,5	0,237	1058,8	1058,8	19017,6	17451,5	94,5	1055,5	14960,9	100,0	6,570	210,655
2031	54,0	1,4	9,5	3395,6	86,9	0,241	1002,2	1002,2	20019,8	18453,7	94,6	997,8	15958,7	100,0	6,061	216,716
2032	49,7	1,3	9,7	3445,3	88,2	0,245	968,3	968,3	20988,0	19421,9	94,9	962,0	16920,7	100,0	5,580	222,296
2033	45,9	1,2	9,9	3491,2	89,4	0,248	927,9	927,9	21916,0	20349,9	95,1	920,4	17841,1	100,0	5,142	227,438
2034	42,2	1,1	10,1	3533,4	90,4	0,251	874,2	874,2	22790,2	21224,1	95,2	866,2	18707,3	100,0	4,728	232,166
2035	38,8	1,0	10,4	3572,1	91,4	0,254	840,7	840,7	23630,9	22064,8	95,4	831,5	19538,8	100,0	4,342	236,507
2036	35,7	0,9	10,7	3607,8	92,3	0,256	822,4	822,4	24453,3	22887,2	95,7	811,3	20350,2	100,0	3,991	240,498
2037	32,9	0,8	11,0	3640,7	93,2	0,259	782,0	782,0	25235,3	23669,2	95,8	770,6	21120,8	100,0	3,672	244,170
2038	30,3	0,8	11,4	3671,0	94,0	0,261	750,8	750,8	25986,1	24420,0	96,0	738,8	21859,5	100,0	3,382	247,552
2039	27,9	0,7	11,8	3698,9	94,7	0,263	709,0	709,0	26695,1	25129,0	96,1	697,0	22556,6	100,0	3,118	250,670
2040	25,8	0,7	12,4	3724,7	95,3	0,265	676,6	676,6	27371,6	25805,5	96,2	664,4	23221,0	100,0	2,877	253,547
2041	23,8	0,6	13,1	3748,6	95,9	0,266	658,7	658,7	28030,3	26464,2	96,4	645,8	23866,8	100,0	2,656	256,203
2042	22,1	0,6	13,9	3770,6	96,5	0,268	619,9	619,9	28650,2	27084,1	96,4	607,4	24474,2	100,0	2,455	258,659
2043	20,2	0,5	14,8	3790,9	97,0	0,269	590,1	590,1	29240,3	27674,2	96,6	577,5	25051,7	100,0	2,253	260,911
2044	18,6	0,5	16,0	3809,5	97,5	0,271	530,7	530,7	29771,1	28205,0	96,5	519,8	25571,5	100,0	2,068	262,979
2045	16,9	0,4	17,4	3826,4	97,9	0,272	483,8	483,8	30254,9	28688,8	96,5	473,8	26045,3	100,0	1,884	264,863
2046	15,3	0,4	19,0	3841,7	98,3	0,273	442,1	442,1	30697,0	29130,9	96,5	432,8	26478,1	100,0	1,701	266,564
2047	13,8	0,4	21,2	3855,6	98,7	0,274	399,6	399,6	31096,6	29530,5	96,5	391,2	26869,3	100,0	1,537	268,101
2048	12,3	0,3	23,9	3867,8	99,0	0,275	361,8	361,8	31458,4	29892,3	96,6	354,0	27223,3	100,0	1,365	269,466
2049	10,7	0,3	27,4	3878,6	99,3	0,276	342,5	342,5	31800,9	30234,8	96,9	334,3	27557,7	100,0	1,190	270,657
2050	9,1	0,2	32,0	3887,6	99,5	0,276	315,9	315,9	32116,8	30550,7	97,1	307,6	27865,3	100,0	1,010	271,667
2051	6,1	0,2	31,6	3893,8	99,7	0,277	108,5	108,5	32225,2	30659,1	94,4	108,2	27973,5	100,0	0,671	272,338
2052	5,2	0,1	39,2	3899,0	99,8	0,277	107,7	107,7	32332,9	30766,8	95,2	106,7	28080,2	100,0	0,570	272,908
2053	4,4	0,1	54,8	3903,4	99,9	0,277	103,6	103,6	32436,5	30870,4	95,7	102,2	28182,4	100,0	0,485	273,392
2054	3,9	0,1	100,0	3907,2	100,0	0,278	101,4	101,4	32537,9	30971,8	96,2	99,6	28282,0	100,0	0,427	273,819
2055	3,4	0,1		3910,7	100,1	0,278	96,0	96,0	32633,9	31067,8	96,4	94,0	28376,0	100,0	0,375	274,194
2056	3,0	0,1		3913,7	100,2	0,278	87,2	87,2	32721,1	31155,0	96,5	85,3	28461,3	100,0	0,330	274,525

Приложение 9 - Характеристика основного фонда скважин. I объект. Вариант 3.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из бурения в эксплуатацию	Ввод скважины из наблюдательного фонда	Перевод скв. врем дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода	Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.			Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	1	1	0	0	4	0	59	78,0	3	3	0	32	32	10	5,05	22,15	44,4
2024	1	1	0	3	1	0	62	82,0	1	1	0	35	35	10	4,57	22,13	48,3
2025	2	2	0	3	0	0	65	85,9	1	1	0	37	37	10	4,16	22,09	50,8
2026	2	2	0	2	0	1	67	88,6	0	0	0	38	38	11	3,98	22,03	67,8
2027	2	2	0	2	0	1	69	91,2	0	0	0	39	39	12	3,84	21,95	63,3
2028	1	1	0	1	0	1	70	92,6	1	1	0	38	38	13	3,71	21,84	57,3
2029	1	1	0	1	0	0	71	93,9	1	1	0	38	38	13	3,58	21,74	56,4
2030	0	0	0	0	0	1	71	93,9	0	0	0	37	37	14	3,47	21,61	50,9
2031	0	0	0	0	0	0	71	93,9	1	1	0	36	36	14	3,38	21,46	49,1
2032	0	0	0	0	0	1	71	93,9	1	0	1	35	35	14	3,29	21,30	47,3
2033	0	0	0	0	0	0	71	93,9	1	1	0	34	34	14	3,20	21,11	45,4
2034	0	0	0	0	0	0	71	93,9	0	0	0	34	34	14	3,03	20,90	44,3
2035	0	0	0	0	0	0	71	93,9	1	1	0	33	33	14	2,91	20,68	42,8
2036	0	0	0	0	0	1	71	93,9	1	0	1	32	32	14	2,82	20,53	41,1
2037	0	0	0	0	0	0	71	93,9	1	1	0	31	31	14	2,73	20,39	39,5
2038	0	0	0	0	0	0	71	93,9	0	0	0	31	31	14	2,60	20,24	38,6
2039	0	0	0	0	0	1	71	93,9	1	1	0	29	29	15	2,55	20,10	34,2
2040	0	0	0	0	0	0	71	93,9	0	0	0	29	29	15	2,45	19,96	33,1
2041	0	0	0	0	0	1	71	93,9	1	0	1	28	28	15	2,36	19,82	32,0
2042	0	0	0	0	0	0	71	93,9	1	1	0	27	27	15	2,30	19,68	30,6
2043	0	0	0	0	0	0	71	93,9	0	0	0	27	27	15	2,17	19,55	29,9
2044	0	0	0	0	0	0	71	93,9	2	1	1	26	26	14	2,07	19,41	30,9
2045	0	0	0	0	0	0	71	93,9	2	1	1	25	25	13	1,98	19,27	31,6
2046	0	0	0	0	0	0	71	93,9	0	0	0	25	25	13	1,82	19,14	30,8
2047	0	0	0	0	0	0	71	93,9	2	1	1	24	24	12	1,70	19,00	32,1
2048	0	0	0	0	0	0	71	93,9	2	1	1	23	23	11	1,58	18,87	33,2
2049	0	0	0	0	0	0	71	93,9	0	0	0	23	23	11	1,39	18,74	32,3
2050	0	0	0	0	0	0	71	93,9	2	1	1	22	22	10	1,21	18,61	33,9
2051	0	0	0	0	0	0	71	93,9	0	0	0	22	22	10	1,04	18,48	32,9
2052	0	0	0	0	0	0	71	93,9	0	0	0	22	22	10	0,88	18,35	32,5
2053	0	0	0	0	0	0	71	93,9	2	1	1	21	21	9	0,78	18,22	34,6
2054	0	0	0	0	0	0	71	93,9	0	0	0	21	21	9	0,69	18,09	33,7
2055	0	0	0	0	0	0	71	93,9	0	0	0	21	21	9	0,64	17,97	31,8
2056	0	0	0	0	0	0	71	93,9	0	0	0	21	21	9	0,62	17,84	28,9

Приложение 10 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект. Вариант 3.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Ком-пен-сация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³		
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом			Годовая закачка воды, тыс.м ³	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м ³		Годовая	Накоп-ленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	42,7	1,9	6,0	1522,9	69,4	0,183	187,3	187,3	3205,8	2977,2	77,2	146,0	2808,6	68,0	3,641	78,507
2024	41,5	1,9	6,2	1564,4	71,3	0,188	201,1	201,1	3406,9	3178,3	79,4	158,8	2967,4	70,0	4,557	83,064
2025	40,3	1,8	6,4	1604,8	73,1	0,193	214,4	214,4	3621,2	3392,6	81,2	166,9	3134,3	70,0	4,429	87,494
2026	40,0	1,8	6,8	1644,8	75,0	0,198	221,5	221,5	3842,7	3614,1	81,9	244,9	3379,3	100,0	4,391	91,885
2027	39,6	1,8	7,2	1684,4	76,8	0,203	226,5	226,5	4069,3	3840,6	82,5	249,4	3628,7	100,0	4,353	96,238
2028	37,9	1,7	7,4	1722,3	78,5	0,207	223,3	223,3	4292,5	4063,9	83,0	244,8	3873,5	100,0	4,162	100,400
2029	36,3	1,7	7,7	1758,6	80,2	0,212	220,4	220,4	4512,9	4284,3	83,5	240,7	4114,1	100,0	3,987	104,387
2030	34,5	1,6	7,9	1793,1	81,7	0,216	215,2	215,2	4728,1	4499,4	84,0	234,1	4348,3	100,0	3,788	108,175
2031	32,8	1,5	8,2	1825,9	83,2	0,220	208,0	208,0	4936,0	4707,4	84,2	225,8	4574,1	100,0	3,599	111,774
2032	31,0	1,4	8,4	1856,9	84,6	0,223	200,7	200,7	5136,7	4908,1	84,6	217,3	4791,4	100,0	3,401	115,175
2033	29,3	1,3	8,7	1886,2	86,0	0,227	193,3	193,3	5330,0	5101,3	84,9	208,8	5000,2	100,0	3,214	118,388
2034	27,5	1,3	8,9	1913,7	87,2	0,230	189,6	189,6	5519,6	5290,9	85,5	203,8	5204,1	100,0	3,021	121,409
2035	25,9	1,2	9,2	1939,5	88,4	0,233	183,8	183,8	5703,4	5474,7	85,9	196,9	5400,9	100,0	2,840	124,249
2036	24,3	1,1	9,6	1963,8	89,5	0,236	177,0	177,0	5880,4	5651,8	86,3	189,1	5590,0	100,0	2,669	126,918
2037	22,9	1,0	9,9	1986,7	90,6	0,239	170,3	170,3	6050,7	5822,1	86,6	181,5	5771,5	100,0	2,509	129,427
2038	21,5	1,0	10,4	2008,2	91,5	0,242	167,4	167,4	6218,2	5989,5	87,2	177,6	5949,1	100,0	2,359	131,786
2039	20,2	0,9	10,9	2028,4	92,5	0,244	158,9	158,9	6377,1	6148,5	87,3	168,4	6117,4	100,0	2,217	134,003
2040	19,0	0,9	11,5	2047,3	93,3	0,246	154,5	154,5	6531,6	6302,9	87,7	163,1	6280,5	100,0	2,084	136,087
2041	17,8	0,8	12,2	2065,2	94,1	0,249	149,8	149,8	6681,3	6452,7	88,1	157,6	6438,1	100,0	1,959	138,046
2042	16,8	0,8	13,0	2082,0	94,9	0,251	143,5	143,5	6824,8	6596,2	88,3	150,7	6588,8	100,0	1,841	139,887
2043	15,6	0,7	13,9	2097,6	95,6	0,252	140,8	140,8	6965,6	6737,0	88,9	147,2	6736,0	100,0	1,713	141,600
2044	14,5	0,7	15,0	2112,1	96,3	0,254	136,3	136,3	7101,9	6873,2	89,4	141,9	6877,9	100,0	1,593	143,192
2045	13,3	0,6	16,3	2125,4	96,9	0,256	130,2	130,2	7232,0	7003,4	89,7	135,1	7013,0	100,0	1,465	144,658
2046	12,1	0,6	17,7	2137,5	97,4	0,257	127,7	127,7	7359,7	7131,1	90,5	131,7	7144,7	100,0	1,333	145,991
2047	11,1	0,5	19,6	2148,6	97,9	0,259	123,3	123,3	7483,0	7254,4	91,0	126,6	7271,3	100,0	1,213	147,204
2048	9,8	0,4	21,7	2158,4	98,4	0,260	117,4	117,4	7600,4	7371,8	91,6	119,9	7391,2	100,0	1,080	148,284
2049	8,6	0,4	24,1	2167,0	98,8	0,261	115,0	115,0	7715,4	7486,8	92,6	116,6	7507,8	100,0	0,940	149,224
2050	7,2	0,3	26,6	2174,2	99,1	0,262	110,8	110,8	7826,2	7597,6	93,5	111,4	7619,2	100,0	0,789	150,013
2051	6,1	0,3	30,8	2180,3	99,4	0,262	108,5	108,5	7934,6	7706,0	94,4	108,2	7727,4	100,0	0,671	150,684
2052	5,2	0,2	37,9	2185,5	99,6	0,263	107,7	107,7	8042,3	7813,7	95,2	106,7	7834,1	100,0	0,570	151,254
2053	4,4	0,2	51,8	2189,9	99,8	0,264	103,6	103,6	8146,0	7917,3	95,7	102,2	7936,3	100,0	0,485	151,739
2054	3,9	0,2	94,6	2193,8	100,0	0,264	101,4	101,4	8247,3	8018,7	96,2	99,6	8035,8	100,0	0,427	152,165
2055	3,4	0,2	1538,0	2197,2	100,1	0,264	96,0	96,0	8343,3	8114,7	96,4	94,0	8129,9	100,0	0,375	152,541
2056	3,0	0,1	-94,1	2200,2	100,3	0,265	87,2	87,2	8430,5	8201,9	96,5	85,3	8215,2	100,0	0,330	152,871

Приложение 11 - Характеристика основного фонда скважин. II объект. Вариант 3.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из бурения в эксплуатацию	Ввод скважины из наблюдательного фонда	Перевод скв. врем дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода	Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.			Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	0	0	0	0	1	0	35	47,2	1	1	0	16	16	7	7,12	133,58	295,1
2024	0	0	0	0	0	0	35	47,2	1	1	0	15	15	7	6,64	133,46	283,4
2025	0	0	0	0	2	0	35	47,2	1	1	0	16	16	7	6,19	133,22	284,7
2026	1	1	0	1	2	0	36	48,5	1	1	0	18	18	7	5,54	132,86	307,1
2027	1	1	0	1	2	1	37	49,9	0	0	0	20	20	8	4,77	132,30	301,4
2028	1	1	0	1	0	0	38	51,2	0	0	0	21	21	8	4,27	131,55	321,0
2029	1	1	0	1	0	1	39	52,5	0	0	0	21	21	9	4,04	130,60	288,8
2030	0	0	0	0	0	1	39	52,5	0	0	0	20	20	10	3,67	129,46	250,0
2031	0	0	0	0	0	0	39	52,5	1	1	0	19	19	10	3,42	128,14	235,0
2032	0	0	0	0	0	0	39	52,5	0	0	0	19	19	10	3,09	126,64	226,7
2033	0	0	0	0	0	1	39	52,5	0	0	0	18	18	11	2,82	124,97	196,9
2034	0	0	0	0	0	0	39	52,5	1	1	0	17	17	11	2,64	123,13	183,3
2035	0	0	0	0	0	0	39	52,5	0	0	0	17	17	11	2,38	121,14	175,6
2036	0	0	0	0	0	0	39	52,5	1	0	1	17	17	10	2,10	119,00	189,4
2037	0	0	0	0	0	0	39	52,5	1	1	0	16	16	10	1,91	116,71	179,3
2038	0	0	0	0	0	0	39	52,5	0	0	0	16	16	10	1,73	114,29	170,8
2039	0	0	0	0	0	0	39	52,5	2	1	1	15	15	9	1,57	111,76	178,8
2040	0	0	0	0	0	0	39	52,5	0	0	0	15	15	9	1,43	109,11	169,6
2041	0	0	0	0	0	0	39	52,5	1	0	1	15	15	8	1,25	106,36	185,8
2042	0	0	0	0	0	0	39	52,5	1	1	0	14	14	8	1,15	103,52	173,8
2043	0	0	0	0	0	0	39	52,5	0	0	0	14	14	8	1,04	100,60	163,8
2044	0	0	0	0	0	0	39	52,5	1	1	0	13	13	8	1,01	97,61	143,8
2045	0	0	0	0	0	0	39	52,5	3	1	2	12	12	6	0,96	94,57	171,8
2046	0	0	0	0	0	0	39	52,5	1	1	0	11	11	6	0,92	91,47	152,8
2047	0	0	0	0	0	0	39	52,5	0	0	0	11	11	6	0,89	88,35	134,3
2048	0	0	0	0	0	0	39	52,5	2	1	1	10	10	5	0,86	85,19	142,5
2049	0	0	0	0	0	0	39	52,5	0	0	0	10	10	5	0,78	82,02	132,6
2050	0	0	0	0	0	0	39	52,5	1	0	1	10	10	4	0,73	78,85	149,3

Приложение 12 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект. Вариант 3.

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд., д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов		Ком-пенсация отбор. закач- кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м ³	Накопленная закачка воды, тыс.м ³		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	36,3	2,1	9,0	1347,0	78,6	0,234	681,8	681,8	8864,1	7526,7	94,7	678,5	5289,3	100,0	3,331	79,070
2024	32,7	1,9	8,9	1379,7	80,5	0,240	656,8	656,8	9521,0	8183,5	95,0	651,7	5941,0	100,0	3,800	82,869
2025	30,7	1,8	9,2	1410,4	82,3	0,245	661,8	661,8	10182,8	8845,3	95,4	654,7	6595,7	100,0	3,571	86,440
2026	29,9	1,7	9,9	1440,3	84,1	0,250	716,9	716,9	10899,7	9562,2	95,8	706,3	7301,9	100,0	3,473	89,913
2027	29,1	1,7	10,7	1469,4	85,8	0,255	808,0	808,0	11707,7	10370,2	96,4	792,0	8094,0	100,0	3,384	93,297
2028	28,0	1,6	11,5	1497,5	87,4	0,260	863,3	863,3	12571,0	11233,5	96,8	843,6	8937,5	100,0	3,257	96,554
2029	27,1	1,6	12,6	1524,5	89,0	0,265	874,9	874,9	13445,9	12108,4	96,9	853,7	9791,2	100,0	3,144	99,698
2030	23,9	1,4	12,7	1548,5	90,4	0,269	843,7	843,7	14289,6	12952,1	97,2	821,4	10612,6	100,0	2,782	102,480
2031	21,2	1,2	12,9	1569,7	91,6	0,273	794,2	794,2	15083,7	13746,3	97,3	772,0	11384,6	100,0	2,462	104,942
2032	18,8	1,1	13,1	1588,4	92,7	0,276	767,6	767,6	15851,4	14513,9	97,6	744,7	12129,3	100,0	2,179	107,121
2033	16,6	1,0	13,3	1605,0	93,7	0,279	734,7	734,7	16586,0	15248,5	97,7	711,6	12840,9	100,0	1,928	109,050
2034	14,7	0,9	13,6	1619,7	94,6	0,281	684,6	684,6	17270,6	15933,1	97,9	662,4	13503,3	100,0	1,707	110,757
2035	12,9	0,8	13,9	1632,6	95,3	0,283	657,0	657,0	17927,6	16590,1	98,0	634,6	14137,9	100,0	1,502	112,258
2036	11,4	0,7	14,2	1644,0	96,0	0,285	645,3	645,3	18572,9	17235,4	98,2	622,2	14760,1	100,0	1,322	113,580
2037	10,0	0,6	14,5	1654,0	96,6	0,287	611,6	611,6	19184,5	17847,1	98,4	589,1	15349,2	100,0	1,163	114,743
2038	8,8	0,5	14,9	1662,8	97,1	0,289	583,4	583,4	19767,9	18430,4	98,5	561,2	15910,5	100,0	1,024	115,767
2039	7,8	0,5	15,4	1670,6	97,5	0,290	550,0	550,0	20318,0	18980,5	98,6	528,7	16439,1	100,0	0,901	116,667
2040	6,8	0,4	16,1	1677,4	97,9	0,291	522,1	522,1	20840,1	19502,6	98,7	501,4	16940,5	100,0	0,793	117,460
2041	6,0	0,4	16,9	1683,4	98,3	0,292	508,9	508,9	21349,0	20011,5	98,8	488,2	17428,7	100,0	0,697	118,158
2042	5,3	0,3	17,8	1688,7	98,6	0,293	476,5	476,5	21825,5	20488,0	98,9	456,7	17885,4	100,0	0,614	118,771
2043	4,6	0,3	19,1	1693,3	98,9	0,294	449,3	449,3	22274,8	20937,3	99,0	430,4	18315,8	100,0	0,540	119,311
2044	4,1	0,2	20,8	1697,4	99,1	0,295	394,4	394,4	22669,2	21331,7	99,0	377,8	18693,6	100,0	0,475	119,787
2045	3,6	0,2	23,1	1701,0	99,3	0,295	353,6	353,6	23022,8	21685,3	99,0	338,7	19032,3	100,0	0,418	120,205
2046	3,2	0,2	26,4	1704,2	99,5	0,296	314,5	314,5	23337,3	21999,8	99,0	301,1	19333,4	100,0	0,368	120,573
2047	2,8	0,2	31,6	1707,0	99,6	0,296	276,3	276,3	23613,6	22276,1	99,0	264,6	19598,0	100,0	0,324	120,897
2048	2,5	0,1	40,6	1709,4	99,8	0,297	244,4	244,4	23858,0	22520,5	99,0	234,1	19832,1	100,0	0,285	121,182
2049	2,2	0,1	60,2	1711,6	99,9	0,297	227,5	227,5	24085,5	22748,0	99,1	217,8	20049,9	100,0	0,251	121,433
2050	1,9	0,1	133,0	1713,5	100,0	0,297	205,1	205,1	24290,6	22953,1	99,1	196,2	20246,1	100,0	0,221	121,654

Приложение 13 - Расчет дохода от продажи продукции в тыс.тенге ценах по 1 варианту

Год	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС)	
		Объем продажи		Цена реализации нефти				
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок		
	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тенге/тонну	тенге/тонну	тыс.тенге	
1	2	3	4	5	6	7	8	
2023	79,0	77,4	36,4	41,0	255 841	75 403	12 392 707	
2024	74,2	72,6	34,1	38,5	260 958	76 911	11 871 455	
2025	68,7	67,3	31,6	35,7	266 177	78 449	11 211 726	
2026	61,0	59,7	28,1	31,6	271 501	80 018	10 152 061	
2027	54,3	53,2	25,0	28,2	276 931	81 619	9 223 072	
2028	48,7	47,7	22,4	25,3	282 469	83 251	8 433 952	
2029	43,9	43,0	20,2	22,8	288 119	84 916	7 761 213	
2030	40,1	39,3	18,5	20,8	293 881	86 614	7 230 933	
2031	36,7	35,9	16,9	19,0	299 758	88 346	6 737 332	
2032	33,5	32,8	15,4	17,4	305 754	90 113	6 277 841	
2033	30,6	30,0	14,1	15,9	311 869	91 916	5 850 074	
2034	28,0	27,4	12,9	14,5	318 106	93 754	5 451 815	
2035	25,5	25,0	11,8	13,3	324 468	95 629	5 081 003	
2036	23,3	22,9	10,7	12,1	330 958	97 542	4 735 722	
2037	21,3	20,9	9,8	11,1	337 577	99 493	4 414 194	
2038	19,3	18,9	8,9	10,0	344 328	101 482	4 068 906	
2039	17,4	17,1	8,0	9,0	351 215	103 512	3 752 401	
2040	15,6	15,3	7,2	8,1	358 239	105 582	3 426 894	
2041	14,0	13,7	6,4	7,3	365 404	107 694	3 130 201	
2042	12,5	12,3	5,8	6,5	372 712	109 848	2 859 721	
2043	11,2	11,0	5,2	5,8	380 166	112 045	2 613 088	
2044	10,0	9,8	4,6	5,2	387 770	114 286	2 388 158	
2045	9,0	8,8	4,1	4,7	395 525	116 571	2 182 981	
2046	8,1	7,9	3,7	4,2	403 435	118 903	1 995 786	
2047	7,2	7,1	3,3	3,8	411 504	121 281	1 824 965	
Итого 2023-2047	793,3	776,6	365,0	411,6			145 068 201	
2048	6,5	6,4	3,0	3,4	419 734	123 706	1 669 057	
2049	5,8	5,7	2,7	3,0	428 129	126 181	1 526 732	
2050	5,2	5,1	2,4	2,7	436 692	128 704	1 396 783	
2051	4,7	4,6	2,2	2,4	445 425	131 278	1 278 111	
2052	4,2	4,1	1,9	2,2	454 334	133 904	1 169 719	
2053	3,8	3,7	1,7	2,0	463 421	136 582	1 070 696	
2054	2,4	2,3	1,1	1,2	472 689	139 314	693 608	
2055	2,2	2,1	1,0	1,1	482 143	142 100	640 270	
Итого 2023-2055	828,0	810,6	381,0	429,6			154 513 177,0	

Приложение 14 - Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по 1 варианту

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы, тыс.тенге	Стоимость всего, тыс.тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства															
						2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
I	Строительство скважин (подземное строительство)																				
1	Ввод в эксплуатацию добывающей вертикальной скважины	тыс.тенге	1	557 218	557 218	557 218	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тенге	8	11 500	92 000	0	0	0	0	11 500	0	11 500	11 500	0	11 500	11 500	0	0	11 500	0	0
3	Перевод наблюдательных скважин под категорию добычи	тыс.тенге	12	11 500	138 000	57 500	11 500	23 000	23 000	23 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Выбытие скважин	тыс.тенге	59	3 346	197 416	13 384	6 692	6 692	3 346	6 692	6 692	0	6 692	3 346	3 346	3 346	3 346	3 346	6 692	6 692	6 692
	Итого строительство скважин				984 634	628 102	18 192	29 692	29 692	37 846	6 692	18 192	11 500	6 692	14 846	14 846	3 346	3 346	18 192	6 692	
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				1 098 428	628 102	18 556	30 892	31 509	40 966	7 389	20 487	13 210	7 841	17 742	18 097	4 160	4 244	23 533	8 830	
II	Надземное строительство и инфраструктура																				
1	Обустройство устья добыв. скважины	тыс.тенге		5 965	5 965	5 965	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод на механизированный способ эксплуатации	тыс.тенге		28 774	28 774	28 774	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Выкидные линии для добывающих скважин	тыс.тенге		22 160	22 160	22 160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Монтаж ВЛ-6/0,4кВ и КТПН (комплектные трансформаторные подстанции наружной установки)	тыс.тенге			7 011	7 011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
III	Прочие объекты промысла	тыс.тенге			3 195	3 195	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				67 105	67 105	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				67 105	67 105	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин				1 051 739	695 207	18 192	29 692	29 692	37 846	6 692	18 192	11 500	6 692	14 846	14 846	3 346	3 346	18 192	6 692	
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции				1 165 533	695 207	18 556	30 892	31 509	40 966	7 389	20 487	13 210	7 841	17 742	18 097	4 160	4 244	23 533	8 830	

Продолжение приложения 14

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы, тыс.тенге	Стоимость всего, тыс.тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства																	
						2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
1	2	3	4	5	6	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
I	Строительство скважин (подземное строительство)																						
1	Ввод в эксплуатацию добывающей вертикальной скважины	тыс.тенге	1	557 218	557 218	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тенге	8	11 500	92 000	0	11 500	0	11 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод наблюдательных скважин под категорию добычи	тыс.тенге	12	11 500	138 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Выбытие скважин	тыс.тенге	59	3 346	197 416	0	3 346	0	6 692	6 692	0	6 692	13 384	3 346	3 346	10 038	0	13 384	3 346	0	6 692	36 806	0
	Итого строительство скважин				984 634	0	14 846	0	18 192	6 692	0	6 692	13 384	3 346	3 346	10 038	0	13 384	3 346	0	6 692	36 806	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				1 098 428	0	20 380	0	25 983	9 749	0	10 143	20 692	5 276	5 382	16 469	0	22 845	5 826	0	12 122	68 003	0
II	Надземное строительство и инфраструктура																						
1	Обустройство устья добыв. скважины	тыс.тенге		5 965	5 965	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод на механизированный способ эксплуатации	тыс.тенге		28 774	28 774	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Выкидные линии для добывающих скважин	тыс.тенге		22 160	22 160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Монтаж ВЛ-6/0,4кВ и КТПН (комплектные трансформаторные подстанции наружной установки)	тыс.тенге			7 011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
III	Прочие объекты промысла	тыс.тенге			3 195	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				67 105	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				67 105	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин				1 051 739	0	14 846	0	18 192	6 692	0	6 692	13 384	3 346	3 346	10 038	0	13 384	3 346	0	6 692	36 806	0
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции				1 165 533	0	20 380	0	25 983	9 749	0	10 143	20 692	5 276	5 382	16 469	0	22 845	5 826	0	12 122	68 003	0

Приложение 15 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в 1 варианте, тыс.тенге

Год	Расходы, относимые на себестоимость продукции											Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тн.нефти
	Сырье и материалы	Электроэнергия	Работа и услуги сервисных компаний	Прочие	Работы и услуги производственного характера	Текущий ремонт и техобслуживание скважин	ФОТ ППП	Затраты по ОТ и ОС	ГИС	Страхование	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	НДПИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	233 340	203 900	472 133	136 675	600 434	57 408	155 649	72 328	175 551	4 567	654 131	29 264	103 865	455 511	588 639	3 354 755	42 458
2024	223 526	195 324	452 274	145 217	575 179	60 996	163 647	69 286	168 167	4 707	822 816	30 767	98 676	435 944	565 387	3 446 527	46 446
2025	211 104	184 469	427 140	148 122	543 214	62 216	166 920	65 436	158 821	4 707	766 467	31 383	88 221	411 340	530 944	3 269 560	47 587
2026	191 152	167 034	386 769	151 084	491 873	63 460	170 259	59 251	143 810	4 707	687 299	32 010	78 927	372 127	483 064	2 999 764	49 182
2027	173 660	151 749	351 377	154 106	446 863	64 729	176 256	53 829	130 651	4 777	621 350	33 138	70 850	337 776	441 765	2 771 112	51 009
2028	158 802	138 766	321 314	150 900	408 630	63 383	174 493	49 224	119 472	4 637	564 831	32 806	63 548	308 609	404 963	2 559 414	52 551
2029	146 135	127 697	295 684	144 299	376 035	60 610	172 590	45 297	109 942	4 496	515 976	32 449	56 903	283 751	373 103	2 371 864	53 980
2030	159 150	118 972	344 481	166 914	373 343	60 448	176 042	42 202	102 431	4 496	478 358	33 098	50 976	264 144	348 217	2 375 054	59 177
2031	149 856	110 851	325 676	163 120	349 428	58 855	173 951	39 321	95 439	4 356	443 238	32 705	45 515	245 911	324 130	2 238 221	61 050
2032	141 205	103 291	308 171	162 519	327 165	58 603	174 568	36 640	88 930	4 286	412 031	32 821	40 604	228 956	302 381	2 119 788	63 293
2033	133 150	96 253	291 874	158 368	306 439	56 859	175 141	34 143	82 870	4 215	384 922	32 928	36 235	213 187	282 350	2 006 584	65 579
2034	125 651	89 700	276 701	157 535	287 144	56 509	175 666	31 819	77 228	4 145	359 205	33 027	32 177	198 520	263 724	1 905 027	68 145
2035	118 669	83 599	262 574	156 614	269 177	56 122	176 143	29 655	71 976	4 075	334 687	33 117	28 398	184 877	246 392	1 809 683	70 847
2036	112 168	77 918	249 420	155 603	252 448	55 698	173 470	27 639	67 084	3 934	314 477	32 614	25 121	172 186	229 921	1 719 780	73 681
2037	106 114	72 628	237 170	150 741	236 870	53 655	136 120	25 763	62 530	3 794	296 722	32 078	22 187	160 378	214 643	1 596 751	74 861
2038	99 613	66 947	224 016	153 296	220 141	54 728	174 033	23 748	57 639	3 794	276 254	32 720	19 370	147 727	199 817	1 554 023	80 622
2039	93 653	61 739	211 958	148 084	204 806	52 539	174 226	21 900	53 155	3 723	259 277	32 756	16 936	136 140	185 832	1 470 893	84 400
2040	87 524	56 384	199 557	150 586	189 035	53 590	177 710	20 001	48 544	3 723	242 512	33 411	14 770	124 245	172 426	1 401 592	89 824
2041	81 938	97 502	188 253	149 070	174 660	52 954	174 425	18 269	44 341	3 583	228 535	32 794	12 896	113 411	159 101	1 372 631	98 232
2042	76 845	93 052	177 949	143 296	161 555	50 528	170 936	16 690	40 510	3 442	217 013	32 138	11 313	103 543	146 993	1 298 809	103 775
2043	72 201	88 994	168 552	145 702	149 606	51 539	174 355	15 251	37 016	3 442	204 617	32 780	9 722	94 551	137 054	1 248 328	111 339
2044	67 966	85 293	159 983	139 524	138 708	48 944	170 583	13 938	33 830	3 302	193 900	32 071	8 315	86 357	126 743	1 182 715	117 731
2045	64 103	81 917	152 166	133 051	128 767	46 225	159 187	12 741	30 923	3 021	186 348	29 929	7 223	78 888	116 040	1 114 488	123 794
2046	60 578	78 837	145 035	130 762	119 697	45 263	158 594	11 648	28 272	2 951	179 086	29 817	6 226	72 079	108 122	1 068 845	132 457
2047	34 362	30 027	138 527	128 337	88 421	44 245	157 915	10 651	25 852	2 880	171 625	29 689	5 232	65 870	100 791	933 632	129 061
Итого 2023-2047	3 122 468	2 662 843	6 768 754	3 723 522	7 419 636	1 390 106	4 232 879	846 670	2 054 983	99 761	9 815 677	802 309	954 207	5 296 027	7 052 543	49 189 842	1 951 079
2048	100 426	73 461	132 587	121 101	103 867	41 205	149 287	9 741	23 643	2 670	166 180	28 067	4 435	60 207	92 709	1 016 879	156 773
2049	97 747	71 120	127 165	123 063	96 971	42 030	152 273	8 911	21 627	2 670	160 568	28 629	3 693	55 041	87 363	991 506	170 454
2050	95 300	68 982	122 214	120 204	90 675	40 829	138 969	8 152</									

Приложение 16 - Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в 1 варианте, тыс.тенге

Год	Расходы периода						Транспортировка нефти		Налоги и отчисления, входящие в расходы периода			Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации (резервный)
	ФОТ АУП	Содержание АУП (транспорт, тех.ср-ва и узлы связи)	Страхование АУП	Административно-управленческие расходы	Другие общехозяйственные расходы	Выделение средств на социальные проекты	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависимые от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2023	73 762	2 030	460	4 825	4 043	115 000	1 885 751	1 087 048	1 388 185	13 863	2 123	4 577 090	12 930	35 647
2024	75 237	2 113	469	4 922	4 124	115 000	1 806 434	1 099 439	1 329 796	14 140	2 188	4 453 862	13 541	33 478
2025	76 742	2 155	478	5 020	4 207	115 000	1 706 046	1 017 981	1 255 895	14 423	2 188	4 200 134	12 875	30 998
2026	78 276	2 198	488	5 120	4 291	115 000	1 544 801	903 693	1 137 196	14 711	2 188	3 807 963	11 841	27 518
2027	79 842	2 264	497	5 223	4 377	115 000	1 403 440	862 394	1 033 134	15 005	2 221	3 523 397	10 970	24 510
2028	81 439	2 264	507	5 327	4 464	115 000	1 283 363	773 145	944 740	15 306	2 156	3 227 710	10 152	21 973
2029	83 068	2 263	517	5 434	4 554	115 000	1 180 994	697 524	923 718	15 612	2 090	3 030 774	9 422	19 824
2030	84 729	2 308	528	5 543	4 645	115 000	1 100 304	679 599	860 606	15 924	2 090	2 871 274	9 600	18 107
2031	86 424	2 305	538	5 653	4 738	115 000	1 025 194	620 792	801 859	16 242	2 025	2 680 770	9 071	16 540
2032	88 152	2 327	549	5 766	17 983	115 000	955 275	567 111	747 171	16 567	1 992	2 517 894	8 621	15 110
2033	89 915	2 348	560	5 882	16 757	115 000	890 184	550 488	696 260	16 899	1 960	2 386 252	8 186	13 804
2034	91 713	2 369	571	5 999	15 616	115 000	829 582	502 953	648 860	17 237	1 927	2 231 829	7 800	12 612
2035	93 548	2 390	583	6 119	14 554	115 000	773 157	459 553	675 871	17 581	1 894	2 160 251	7 436	11 524
2036	95 419	2 385	594	6 242	13 565	115 000	720 617	444 627	629 942	17 933	1 829	2 048 153	7 094	10 530
2037	97 327	2 378	606	6 367	12 644	115 000	671 691	406 313	587 173	18 292	1 764	1 919 554	6 579	9 623
2038	99 273	2 425	618	6 494	11 655	115 000	619 150	367 187	541 243	18 657	1 764	1 783 467	6 464	8 696
2039	101 259	2 445	631	6 624	10 749	115 000	570 989	350 429	183 894	19 031	1 731	1 362 781	6 141	7 863
2040	103 284	2 494	643	6 756	9 816	115 000	521 457	313 755	455 843	19 411	1 731	1 550 192	5 884	7 040
2041	105 350	2 485	656	6 891	8 966	115 000	476 311	295 759	460 206	19 799	1 666	1 493 090	5 828	6 304
2042	107 457	2 474	669	7 029	8 192	115 000	435 153	264 905	420 440	20 195	1 600	1 383 115	5 539	5 647
2043	109 606	2 524	683	7 170	7 485	115 000	397 624	237 312	384 180	20 599	1 600	1 283 783	5 354	5 058
2044	111 798	2 512	696	7 313	6 841	115 000	363 397	212 632	351 110	21 011	1 535	1 193 845	5 094	4 532
2045	114 034	2 434	710	7 460	6 253	115 000	332 176	190 553	320 945	21 431	1 404	1 112 400	4 823	4 062
2046	116 315	2 450	725	7 609	5 717	115 000	303 691	196 416	307 396	21 860	1 372	1 078 549	4 648	3 641
2047	142 369	2 465	739	7 761	5 228	115 000	277 698	176 083	281 085	22 297	1 339	1 032 065	4 021	3 264
Итого 2023-2047	2 386 336	58 805	14 719	154 550	211 463	2 875 000	22 074 479	13 277 690	17 366 749	444 027	46 377	58 910 195	199 913	357 906
2048	145 217	2 413	754	7 916	4 781	115 000	253 974	157 883	257 072	22 743	1 241	968 993	4 489	2 926
2049	148 121	2 461	769	8 074	4 373	115 000	232 317	141 588	235 151	23 198	1 241	912 293	4 399	2 624
2050	151 083	2 369	784	8 236	4 001	115 000	212 543	143 561	224 915	23 662	1 110	887 265	4 211	2 354
2051	154 105	2 380	800	8 401	3 661	115 000	194 485	128 788	205 806	24 135	1 078	838 639	4 090	2 112
2052	157 187	2 464	816	8 569	3 351	115 000	177 992	115 555	188 352	24 618	1 078	794 981	4 046	1 895
2053	160 331	2 476	832	8 740	3 067	115 000	162 924	103 699	172 407	25 110	1 012	755 599	3 937	1 700
2054	163 537	2 564	849	8 915	1 987	115 000	105 544	73 459	121 399	25 613	686	619 553	3 490	1 080
2055	166 808	2 576	866	9 093	1 834	115 000	97 427	66 481	112 063	26 125	686	598 960	3 456	448 856
Итого 2023-2055	3 632 726	78 509	21 189	222 494	238 518	3 795 000	23 511 685	14 208 704	18 883 913	639 231	54 510	65 286 478	232 031	821 453

Приложение 17 - Расчет бюджетной эффективности 1 варианта разработки, тыс. тенге

Год	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс.тенге													Дисконтированный доход РК при		
	Социальный налог	ИПН	Экспортная таможенная пошлина на нефть	Налог на имущество	Аренда земельных участков	Рентный налог на экспорт	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммарный доход РК	5,00%	10,00%	15,00%		
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16		
2023	22 590	20 536	1 087 048	103 865	46	1 388 185	455 511	2 123	848 805	96 483	4 025 192	3 833 516	3 659 265	3 500 167		
2024	23 523	21 384	1 099 439	98 676	47	1 329 796	435 944	2 188	830 288	176 901	4 018 186	3 644 613	3 320 815	3 038 326		
2025	23 993	21 812	1 017 981	88 221	48	1 255 895	411 340	2 188	805 841	157 327	3 784 647	3 269 321	2 843 462	2 488 467		
2026	24 473	22 248	903 693	78 927	49	1 137 196	372 127	2 188	734 385	129 481	3 404 768	2 801 111	2 325 502	1 946 687		
2027	25 218	22 925	862 394	70 850	50	1 033 134	337 776	2 221	654 662	89 076	3 098 306	2 427 604	1 923 804	1 540 406		
2028	25 202	22 910	773 145	63 548	51	944 740	308 609	2 156	601 182	80 748	2 822 290	2 106 036	1 593 109	1 220 154		
2029	25 174	22 886	697 524	56 903	52	923 718	283 751	2 090	543 331	53 209	2 608 639	1 853 911	1 338 644	980 684		
2030	25 678	23 344	679 599	50 976	53	860 606	264 144	2 090	467 783	15 403	2 389 674	1 617 425	1 114 800	781 189		
2031	25 639	23 308	620 792	45 515	54	801 859	245 911	2 025	433 317	11 339	2 209 758	1 424 430	937 153	628 151		
2032	25 870	23 518	567 111	40 604	55	747 171	228 956	1 992	394 928	3 390	2 033 595	1 248 451	784 039	502 674		
2033	26 100	23 727	550 488	36 235	56	696 260	213 187	1 960	355 496	0	1 903 508	1 112 942	667 168	409 146		
2034	26 328	23 935	502 953	32 177	57	648 860	198 520	1 927	324 599	0	1 759 358	979 676	560 586	328 837		
2035	26 556	24 142	459 553	28 398	58	675 871	184 877	1 894	280 927	0	1 682 277	892 148	487 296	273 417		
2036	26 477	24 070	444 627	25 121	60	629 942	172 186	1 829	251 007	0	1 575 318	795 643	414 830	222 638		
2037	26 384	23 986	406 313	22 187	61	587 173	160 378	1 764	234 703	0	1 462 948	703 703	350 218	179 788		
2038	26 912	24 465	367 187	19 370	62	541 243	147 727	1 764	198 147	0	1 326 877	607 857	288 767	141 796		
2039	27 126	24 660	350 429	16 936	63	183 894	136 140	1 731	231 977	0	972 957	424 498	192 494	90 413		
2040	27 669	25 154	313 755	14 770	64	455 843	124 245	1 731	140 619	0	1 103 849	458 672	198 537	89 197		
2041	27 549	25 044	295 759	12 896	66	460 206	113 411	1 666	95 269	0	1 031 866	408 344	168 718	72 504		
2042	27 413	24 920	264 905	11 313	67	420 440	103 543	1 600	76 289	0	930 490	350 692	138 311	56 853		
2043	27 961	25 419	237 312	9 722	68	384 180	94 551	1 600	54 917	0	835 731	299 979	112 933	44 403		
2044	27 805	25 277	212 632	8 315	70	351 110	86 357	1 535	39 262	0	752 364	257 196	92 425	34 760		
2045	26 903	24 457	190 553	7 223	71	320 945	78 888	1 404	26 930	0	677 375	220 534	75 648	27 213		
2046	27 069	24 608	196 416	6 226	73	307 396	72 079	1 372	4 135	0	639 373	198 249	64 913	22 336		
2047	27 231	24 756	176 083	5 232	74	281 085	65 870	1 339	5 060	0	586 730	173 263	54 153	17 823		
Итого 2023-2047	652 843	593 493	13 277 690	954 207	1 473	17 366 749	5 296 027	46 377	8 633 858	813 358	47 636 075	32 109 813	23 707 591	18 638 028		
2048	26 615	24 196	157 883	4 435	75	257 072	60 207	1 241	0	0	531 724	149 542	44 615	14 046		
2049	27 147	24 679	141 588	3 693	77	235 151	55 041	1 241	0	0	488 617	130 875	37 271	11 223		
2050	26 080	23 709	143 561	3 086	79	224 915	50 328	1 110	0	0	472 868	120 626	32 790	9 445		
2051	26 191	23 810	128 788	2 597	80	205 806	46 026	1 078	0	0	434 377	105 530	27 383	7 544		
2052	27 134	24 667	115 555	2 002	82	188 352	42 100	1 078	0	0	400 970	92 775	22 979	6 056		
2053	27 249	24 772	103 699	1 521	83	172 407	40 091	1 012	0	0	370 835	81 717	19 320	4 870		
2054	28 230	25 664	73 459	1 681	85	121 399	25 938	686	0	0	277 142	58 163	13 126	3 165		
2055	28 350	25 773	66 481	1 850	87	112 063	23 913	686	0	0	259 203	51 808	11 160	2 574		
Итого 2023-2055	869 840	790 764	14 208 704	975 072	2 121	18 883 913	5 639 671	54 510	8 633 858	813 358	50 871 811	32 900 850	23 916 235	18 696 952		

Приложение 18 - Расчет налогооблагаемого дохода в 1 варианте, тыс.тенге

Год	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на 1 тн нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
	1	2				
2023	7 980 422	101 002	4 412 239	822 348	8 148 639	4 244 023
2024	7 947 408	107 100	3 924 000	595 375	7 719 967	4 151 442
2025	7 513 568	109 356	3 698 110	435 370	7 182 471	4 029 207
2026	6 847 085	112 259	3 304 927	320 301	6 480 086	3 671 926
2027	6 329 988	116 519	2 893 034	241 073	5 949 711	3 273 311
2028	5 819 249	119 483	2 614 652	173 572	5 427 991	3 005 910
2029	5 431 883	123 621	2 329 278	128 598	5 044 506	2 716 656
2030	5 274 035	131 407	1 956 845	96 290	4 891 967	2 338 913
2031	4 944 603	134 870	1 792 675	69 328	4 570 694	2 166 584
2032	4 661 413	139 180	1 616 373	53 765	4 303 147	1 974 639
2033	4 414 827	144 286	1 435 192	42 636	4 072 540	1 777 478
2034	4 157 268	148 709	1 294 490	30 698	3 828 761	1 622 997
2035	3 988 895	156 162	1 092 050	22 102	3 676 310	1 404 634
2036	3 775 028	161 735	960 635	20 079	3 480 630	1 255 033
2037	3 522 884	165 165	891 249	14 457	3 240 619	1 173 515
2038	3 343 954	173 482	724 890	10 409	3 078 110	990 735
2039	2 839 815	162 949	912 523	11 915	2 592 453	1 159 885
2040	2 957 668	189 549	469 161	8 579	2 723 735	703 095
2041	2 871 549	205 502	258 586	10 776	2 653 790	476 346
2042	2 687 463	214 729	172 191	7 758	2 478 208	381 445
2043	2 537 465	226 318	75 555	5 586	2 338 434	274 586
2044	2 381 654	237 076	6 434	4 022	2 191 776	196 312
2045	2 231 711	247 891	-48 801	2 896	2 048 259	134 651
2046	2 152 042	266 692	-156 328	2 085	1 975 041	20 673
2047	1 969 718	272 284	-144 826	1 501	1 799 594	25 298
Итого 2023-2047	108 581 596	136 873	36 485 132	3 131 518	101 897 437	43 169 291
2048	1 990 361	306 856	-321 380	1 081	1 825 262	0
2049	1 908 198	328 046	-381 543	778	1 748 408	0
2050	1 835 379	351 779	-438 674	560	1 679 076	0
2051	1 755 552	375 076	-477 521	403	1 602 551	0
2052	1 698 476	404 438	-528 839	290	1 549 907	0
2053	1 632 936	433 289	-562 324	209	1 487 416	0
2054	1 389 148	580 375	-695 625	151	1 249 929	0
2055	1 358 862	627 317	-718 679	108	1 219 776	0
Итого 2023-2055	122 150 509	147 519	32 360 547	3 135 099	114 259 761	43 169 291

Приложение 19 - Расчет чистой прибыли в 1 варианте, тыс.тенге

Год	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2023	4 244 023	4 244 023	848 805	3 563 435	96 483	3 466 951
2024	4 151 442	4 151 442	830 288	3 093 712	176 901	2 916 811
2025	4 029 207	4 029 207	805 841	2 892 268	157 327	2 734 941
2026	3 671 926	3 671 926	734 385	2 570 542	129 481	2 441 061
2027	3 273 311	3 273 311	654 662	2 238 372	89 076	2 149 296
2028	3 005 910	3 005 910	601 182	2 013 470	80 748	1 932 721
2029	2 716 656	2 716 656	543 331	1 785 947	53 209	1 732 738
2030	2 338 913	2 338 913	467 783	1 489 062	15 403	1 473 660
2031	2 166 584	2 166 584	433 317	1 359 358	11 339	1 348 019
2032	1 974 639	1 974 639	394 928	1 221 445	3 390	1 218 055
2033	1 777 478	1 777 478	355 496	1 079 696	0	1 079 696
2034	1 622 997	1 622 997	324 599	969 891	0	969 891
2035	1 404 634	1 404 634	280 927	811 123	0	811 123
2036	1 255 033	1 255 033	251 007	709 629	0	709 629
2037	1 173 515	1 173 515	234 703	656 546	0	656 546
2038	990 735	990 735	198 147	526 743	0	526 743
2039	1 159 885	1 159 885	231 977	680 546	0	680 546
2040	703 095	703 095	140 619	328 542	0	328 542
2041	476 346	476 346	95 269	163 317	0	163 317
2042	381 445	381 445	76 289	95 902	0	95 902
2043	274 586	274 586	54 917	20 638	0	20 638
2044	196 312	196 312	39 262	-32 829	0	-32 829
2045	134 651	134 651	26 930	-75 731	0	-75 731
2046	20 673	20 673	4 135	-160 463	0	-160 463
2047	25 298	25 298	5 060	-149 886	0	-149 886
Итого 2023- 2047	43 169 291	43 169 291	8 633 858	27 851 274	813 358	27 037 916
2048	0	0	0	-321 380	0	-321 380
2049	0	0	0	-381 543	0	-381 543
2050	0	0	0	-438 674	0	-438 674
2051	0	0	0	-477 521	0	-477 521
2052	0	0	0	-528 839	0	-528 839
2053	0	0	0	-562 324	0	-562 324
2054	0	0	0	-695 625	0	-695 625
2055	0	0	0	-718 679	0	-718 679
Итого 2023- 2055	43 169 291	43 169 291	8 633 858	23 726 689	813 358	22 913 331

Приложение 20 - Расчет потоков денежной наличности в 1 варианте, тыс.тенге

Год	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	BNP (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость дисконт %)		
					5,00 %	10,00 %	15,00 %
1	2	3	4	5	6	7	8
2023	3 466 951	4 080 006	4 080 006	46%	3 885 720	3 709 097	3 547 832
2024	2 916 811	3 739 627	7 819 634	46%	3 391 952	3 090 601	2 827 696
2025	2 734 941	3 501 408	11 321 042	46%	3 024 648	2 630 660	2 302 233
2026	2 441 061	3 128 360	14 449 401	45%	2 573 709	2 136 712	1 788 650
2027	2 149 296	2 770 645	17 220 047	45%	2 170 873	1 720 353	1 377 500
2028	1 932 721	2 497 552	19 717 599	44%	1 863 712	1 409 803	1 079 761
2029	1 732 738	2 248 714	21 966 313	44%	1 598 119	1 153 946	845 375
2030	1 473 660	1 952 017	23 918 331	43%	1 321 202	910 630	638 118
2031	1 348 019	1 791 257	25 709 587	43%	1 154 660	759 668	509 187
2032	1 218 055	1 630 086	27 339 673	42%	1 000 731	628 469	402 932
2033	1 079 696	1 464 618	28 804 291	42%	856 332	513 340	314 810
2034	969 891	1 329 095	30 133 386	41%	740 090	423 491	248 417
2035	811 123	1 145 810	31 279 196	40%	607 647	331 900	186 226
2036	709 629	1 024 105	32 303 301	40%	517 243	269 679	144 735
2037	656 546	953 269	33 256 570	39%	458 539	228 205	117 151
2038	526 743	802 997	34 059 567	39%	367 862	174 755	85 812
2039	680 546	939 823	34 999 390	33%	410 042	185 939	87 334
2040	328 542	571 055	35 570 444	20%	237 285	102 709	46 144
2041	163 317	391 852	35 962 297	14%	155 069	64 071	27 534
2042	95 902	312 915	36 275 211	12%	117 934	46 513	19 119
2043	20 638	225 255	36 500 466	9%	80 853	30 439	11 968
2044	-32 829	161 072	36 661 538	7%	55 062	19 787	7 442
2045	-75 731	110 617	36 772 155	5%	36 014	12 353	4 444
2046	-160 463	18 623	36 790 778	1%	5 774	1 891	651
2047	-149 886	21 739	36 812 517	1%	6 420	2 006	660
Итого 2023-2047	27 037 916	36 812 517	36 812 517	33,7%	26 637 494	20 557 016	16 621 730
2048	-321 380	-155 199	36 657 318	-8%	-43 648	-13 022	-4 100
2049	-381 543	-220 975	36 436 343	-13%	-59 188	-16 855	-5 076
2050	-438 674	-281 811	36 154 531	-17%	-71 888	-19 542	-5 629
2051	-477 521	-324 116	35 830 415	-20%	-78 743	-20 432	-5 629
2052	-528 839	-379 980	35 450 436	-25%	-87 919	-21 776	-5 739
2053	-562 324	-416 594	35 033 841	-28%	-91 801	-21 704	-5 471
2054	-695 625	-556 255	34 477 586	-42%	-116 739	-26 346	-6 352
2055	-718 679	-579 484	33 898 102	-48%	-115 823	-24 951	-5 755
Итого 2023-2055	22 913 331	33 898 102	33 898 102	-23,3%	25 971 745	20 392 389	16 577 980

Приложение 21 - Прогнозные отчисления в ликвидационный фонд по 1 варианту

Год	Годовая добыча нефти, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений, тенге/тонна	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге	
			4	4
1	2	3	4	4
2023	79,01	451,16		35 647,24
2024	74,21	451,16		33 478,31
2025	68,71	451,16		30 997,87
2026	60,99	451,16		27 517,78
2027	54,33	451,16		24 509,51
2028	48,70	451,16		21 973,03
2029	43,94	451,16		19 823,86
2030	40,14	451,16		18 107,27
2031	36,66	451,16		16 540,41
2032	33,49	451,16		15 110,14
2033	30,60	451,16		13 804,46
2034	27,96	451,16		12 612,43
2035	25,54	451,16		11 524,10
Итого 2023-2035	624,27			281 646,41

Приложение 22 - Расчет дохода от продажи продукции в тыс.тенге ценах по 3 варианту

Год	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС)	
		Объем продажи			Цена реализации нефти			
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок		
1	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тенге/тонну	тенге/тонну	тыс.тенге	
2	3	4	5	6	7	8		
2023	79,0	77,4	36,4	41,0	255 841	75 403	12 392 707	
2024	74,2	72,6	34,1	38,5	260 958	76 911	11 871 455	
2025	71,1	69,6	32,7	36,9	266 177	78 449	11 597 170	
2026	69,9	68,4	32,2	36,3	271 501	80 018	11 631 287	
2027	68,8	67,3	31,6	35,7	276 931	81 619	11 674 398	
2028	65,9	64,5	30,3	34,2	282 469	83 251	11 417 816	
2029	63,4	62,0	29,2	32,9	288 119	84 916	11 193 210	
2030	58,4	57,2	26,9	30,3	293 881	86 614	10 529 393	
2031	54,0	52,8	24,8	28,0	299 758	88 346	9 916 982	
2032	49,7	48,7	22,9	25,8	305 754	90 113	9 320 666	
2033	45,9	44,9	21,1	23,8	311 869	91 916	8 769 065	
2034	42,2	41,3	19,4	21,9	318 106	93 754	8 229 769	
2035	38,8	38,0	17,8	20,1	324 468	95 629	7 715 404	
2036	35,7	34,9	16,4	18,5	330 958	97 542	7 240 182	
2037	32,9	32,2	15,1	17,1	337 577	99 493	6 800 651	
2038	30,3	29,7	13,9	15,7	344 328	101 482	6 393 691	
2039	27,9	27,4	12,9	14,5	351 215	103 512	6 016 480	
2040	25,8	25,3	11,9	13,4	358 239	105 582	5 666 462	
2041	23,8	23,3	11,0	12,4	365 404	107 694	5 341 323	
2042	22,1	21,6	10,1	11,4	372 712	109 848	5 038 969	
2043	20,2	19,8	9,3	10,5	380 166	112 045	4 718 411	
2044	18,6	18,2	8,6	9,6	387 770	114 286	4 420 634	
2045	16,9	16,6	7,8	8,8	395 525	116 571	4 108 648	
2046	15,3	15,0	7,0	7,9	403 435	118 903	3 786 938	
2047	13,8	13,5	6,4	7,2	411 504	121 281	3 491 062	
2048	12,3	12,0	5,7	6,4	419 734	123 706	3 162 013	
2049	10,7	10,5	4,9	5,6	428 129	126 181	2 812 409	
2050	9,1	8,9	4,2	4,7	436 692	128 704	2 432 789	
Итого 2023-2050	1096,7	1073,7	504,6	569,1			207 689 983	
2051	6,1	6,0	2,8	3,2	445 425	131 278	1 668 296	
2052	5,2	5,1	2,4	2,7	454 334	133 904	1 446 413	
2053	4,4	4,3	2,0	2,3	463 421	136 582	1 254 040	
2054	3,9	3,8	1,8	2,0	472 689	139 314	1 125 626	
2055	3,4	3,3	1,6	1,8	482 143	142 100	1 010 362	
2056	3,0	2,9	1,4	1,6	491 786	144 942	906 901	
Итого 2023-2056	1 122,8	1 099,2	516,6	582,6			215 101 621,9	

Приложение 23 - Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по 3 варианту

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы, тыс.тенге	Стоимость всего, тыс.тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства															
						2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
I	Строительство скважин (подземное строительство)																				
1	Ввод в эксплуатацию добывающей вертикальной скважины	тыс.тенге	14	557 218	7 801 047	557 218	557 218	1 114 435	1 671 653	1 671 653	1 114 435	1 114 435	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тенге	12	11 500	138 000	0	0	0	11 500	23 000	11 500	11 500	23 000	0	11 500	11 500	0	0	11 500	0	0
3	Перевод наблюдательных скважин под категорию добычи	тыс.тенге	12	11 500	138 000	57 500	11 500	23 000	23 000	23 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Выбытие скважин		62		207 455	13 384	6 692	6 692	3 346	0	3 346	3 346	0	6 692	3 346	3 346	3 346	3 346	3 346	6 692	6 692
	Итого строительство скважин				8 284 502	628 102	575 410	1 144 127	1 709 499	1 717 653	1 129 281	1 129 281	23 000	6 692	14 846	14 846	3 346	3 346	18 192	6 692	
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				8 963 376	628 102	586 918	1 190 350	1 814 134	1 859 243	1 246 818	1 271 754	26 420	7 841	17 742	18 097	4 160	4 244	23 533	8 830	
II	Надземное строительство				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	Обустройство устья добыв. скважины	тыс.тенге	14	5 965	83 513	5 965	5 965	11 930	17 896	17 896	11 930	11 930	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод на механизированный способ эксплуатации	тыс.тенге	14	28 774	402 834	28 774	28 774	57 548	86 322	86 322	57 548	57 548	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Выкидные линии для добывающих скважин	тыс.тенге	14	22 160	310 238	22 160	22 160	44 320	66 480	66 480	44 320	44 320	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Монтаж ВЛ-6/0,4кВ и КТПН (комплектные трансформаторные подстанции наружной установки)	тыс.тенге	14	7 011	98 152	7 011	14 022	21 033	21 033	14 022	14 022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Машины и оборудование:	тыс.тенге			86 940	0	0	0	28 980	28 980	28 980	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Прочие объекты промысла	тыс.тенге		5%	74 350	3 195	3 195	6 391	11 035	22 071	15 680	12 782	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				1 056 028	67 105	67 105	134 211	231 745	242 780	172 480	140 602	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				1 132 680	67 105	68 447	139 633	245 930	262 793	190 431	158 340	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин				9 340 529	695 207	642 515	1 278 338	1 941 244	1 960 433	1 301 761	1 269 883	23 000	6 692	14 846	14 846	3 346	3 346	18 192	6 692	
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции				10 096 056	695 207	655 365	1 329 983	2 060 063	2 122 036	1 437 249	1 430 094	26 420	7 841	17 742	18 097	4 160	4 244	23 533	8 830	

Продолжение приложения 23

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы, тыс.тенге	Стоимость всего, тыс.тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства																	
						2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
1	2	3	4	5	6	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33						
I	Строительство скважин (подземное строительство)																						
1	Ввод в эксплуатацию добывающей вертикальной скважины	тыс.тенге	14	557 218	7 801 047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тенге	12	11 500	138 000	0	11 500	0	11 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод наблюдательных скважин под категорию добычи	тыс.тенге	12	11 500	138 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Выбытие скважин		62		207 455	0	10 038	0	6 692	6 692	0	10 038	16 730	3 346	6 692	13 384	0	10 038	46 845	0	6 692	0	0
	Итого строительство скважин				8 284 502	0	21 538	0	18 192	6 692	0	10 038	16 730	3 346	6 692	13 384	0	10					

Приложение 24 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в 3 варианте, тыс.тенге

Год	Расходы, относимые на себестоимость продукции											Налоги и платежи				Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тн.нефти
	Сырье и материалы	Электроэнергия	Работы и услуги сервисных компаний	Прочие	Работы и услуги производственного характера	Текущий ремонт и техобслуживание скважин	ФОТ ППП	Затраты по ОТ и ОС	ГИС	Страхование	Дополнительные затраты на повышение нефтеотдачи (ПАВ)	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	НДПИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2023	233 340	203 900	472 133	136 675	600 434	57 408	155 649	72 328	175 551	4 567	0	654 131	29 264	113 065	455 511	597 839	3 130 615	40 472
2024	223 526	195 324	452 274	145 217	575 179	60 996	163 647	138 286	214 167	4 707	0	886 497	30 767	112 652	435 944	579 363	3 415 658	47 017
2025	218 361	190 811	441 825	157 009	561 889	65 949	174 394	136 685	210 281	4 918	0	1 053 369	32 788	116 017	425 481	574 286	3 571 416	51 330
2026	219 004	191 372	443 124	169 214	563 542	71 075	188 047	136 884	210 765	5 199	494 795	1 398 238	35 355	128 621	426 349	590 324	4 462 581	65 230
2027	219 815	192 082	444 767	181 845	565 631	76 381	204 768	137 136	211 375	5 550	537 055	1 857 751	38 498	144 269	427 551	610 319	5 024 660	74 638
2028	214 984	187 860	434 992	185 482	553 200	77 908	211 507	135 638	207 741	5 620	559 833	2 243 743	39 765	151 575	417 792	609 132	5 412 656	83 852
2029	210 755	184 165	426 435	189 191	542 317	79 467	218 434	134 328	204 559	5 691	0	2 546 796	41 068	150 673	409 226	600 966	5 132 349	82 727
2030	198 256	173 243	401 145	186 434	510 155	78 308	222 803	130 453	195 155	5 691	0	2 646 120	41 889	137 265	384 635	563 789	5 113 296	89 369
2031	186 725	163 167	377 813	183 490	480 483	77 072	221 647	126 879	186 480	5 550	0	2 500 309	41 672	113 564	361 968	517 204	4 840 095	91 614
2032	175 497	153 355	355 095	183 757	451 592	77 184	223 219	123 399	178 033	5 480	0	2 359 683	41 967	91 966	339 929	473 862	4 584 658	94 178
2033	165 111	144 280	334 081	180 490	424 866	75 812	224 764	120 179	170 219	5 410	0	2 233 660	42 258	72 471	319 560	434 289	4 348 050	96 834
2034	154 957	135 406	313 535	180 560	398 737	75 841	226 282	117 032	162 580	5 339	0	2 111 870	42 543	54 750	299 675	396 968	4 124 149	99 824
2035	145 272	126 943	293 939	180 560	373 816	75 841	227 771	114 030	155 294	5 269	0	1 992 156	42 823	38 742	280 732	362 297	3 907 915	102 914
2036	136 324	119 125	275 834	180 487	350 791	75 811	226 131	111 256	148 562	5 129	0	1 880 530	42 515	24 636	263 245	330 395	3 704 049	106 027
2037	128 048	111 893	259 089	176 583	329 495	74 171	189 834	108 691	142 336	4 988	0	1 779 107	42 177	12 186	247 083	301 446	3 477 633	108 099
2038	120 386	105 197	243 584	180 115	309 778	75 654	228 821	106 316	136 571	4 988	0	1 634 092	43 021	1 414	232 131	276 566	3 301 681	111 345
2039	113 283	98 991	229 214	171 990	291 502	72 241	223 535	104 114	131 227	4 777	0	987 043	42 027	0	218 283	260 309	2 574 945	94 127
2040	106 693	93 232	215 879	175 430	274 543	73 686	228 006	102 071	126 269	4 777	0	987 043	42 867	0	205 442	248 309	2 529 246	100 131
2041	100 571	87 882	203 492	174 872	258 790	73 452	225 726	100 174	121 663	4 637	0	989 642	42 439	0	193 523	235 962	2 476 291	106 082
2042	94 878	82 907	191 973	170 073	244 141	71 436	223 263	98 409	117 380	4 496	0	990 617	41 976	0	182 447	224 423	2 419 119	112 048
2043	88 842	77 633	179 760	173 475	228 610	72 865	227 729	96 538	112 839	4 496	0	990 617	42 815	0	170 729	213 545	2 378 106	119 985
2044	83 235	72 734	168 416	168 313	214 182	70 697	221 395	94 800	108 621	4 286	0	106 350	41 624	0	159 852	201 477	1 431 269	78 619
2045	77 361	67 601	156 530	162 875	199 066	68 413	207 313	92 980	104 202	3 934	0	0	38 977	0	148 478	187 455	1 250 367	75 375
2046	71 304	62 307	144 273	161 642	183 479	67 895	207 683	91 102	99 644	3 864	0	0	39 046	0	136 768	175 814	1 197 705	79 901
2047	65 733	57 439	133 001	160 295	169 144	67 329	204 133	89 375	95 453	3 723	0	0	38 379	0	126 006	164 385	1 144 279	84 463
2048	59 537	52 025	120 465	154 158	153 201	64 751	192 502	87 455	90 792	3 442	0	0	36 192	0	114 062	150 254	1 069 046	88 864
2049	52 954	46 273	107 146	157 241	159 263	66 046	196 352	85 414	85 840	3 442	0	0	36 916	0	101 392	138 308	1 045 326	99 647
2050	114 807	63 027	92 683	155 526	140 870	65 326	188 017	14 199	34 462	3 232	0	0						

Приложение 25- Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в 3 варианте, тыс.тенге

Год	Расходы периода						Транспортировка нефти		Налоги и отчисления, входящие в расходы периода			Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации (резервный)
	ФОТ АУП	Содержание АУП (транспорт, тех.ср-ва и узлы связи)	Страхование АУП	Административно-управленческие расходы	Другие общехозяйственные расходы	Выделение средств на социальные проекты	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависимые от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2023	73 762	2 030	460	4 825	4 043	115 000	1 885 751	1 087 048	1 378 985	13 863	2 123	4 567 890	12 930	32 341
2024	75 237	2 113	469	4 922	4 124	115 000	1 806 434	1 099 439	1 320 596	14 140	2 188	4 444 662	14 205	30 373
2025	76 742	2 220	478	5 020	4 207	115 000	1 764 697	1 052 977	1 289 871	14 423	2 286	4 327 921	15 001	29 090
2026	78 276	2 352	488	5 120	4 291	115 000	1 769 889	1 035 368	1 293 693	14 711	2 417	4 321 605	19 376	28 603
2027	79 842	2 511	497	5 223	4 377	115 000	1 776 449	1 091 602	1 298 522	15 005	2 580	4 391 609	22 086	28 146
2028	81 439	2 584	507	5 327	4 464	115 000	1 737 406	1 046 677	1 269 781	15 306	2 613	4 281 104	24 026	26 988
2029	83 068	2 659	517	5 434	4 554	115 000	1 703 228	1 005 968	1 322 985	15 612	2 645	4 261 671	22 659	25 938
2030	84 729	2 712	528	5 543	4 645	115 000	1 602 218	989 604	1 243 980	15 924	2 645	4 067 527	22 735	23 922
2031	86 424	2 718	538	5 653	4 738	115 000	1 509 030	913 771	1 171 092	16 242	2 580	3 827 786	21 588	22 089
2032	88 152	2 748	549	5 766	26 699	115 000	1 418 290	841 986	1 109 320	16 567	2 547	3 627 625	20 514	20 353
2033	89 915	2 777	560	5 882	25 118	115 000	1 334 355	825 163	1 043 670	16 899	2 515	3 461 855	19 516	18 773
2034	91 713	2 807	571	5 999	23 574	115 000	1 252 293	759 231	979 485	17 237	2 482	3 250 392	18 571	17 273
2035	93 548	2 837	583	6 119	22 100	115 000	1 174 024	697 822	1 026 298	17 581	2 450	3 158 362	17 652	15 876
2036	95 419	2 840	594	6 242	20 739	115 000	1 101 711	679 765	963 084	17 933	2 384	3 005 711	16 781	14 606
2037	97 327	2 842	606	6 367	19 480	115 000	1 034 829	625 979	904 618	18 292	2 319	2 827 659	15 785	13 450
2038	99 273	2 899	618	6 494	18 314	115 000	972 904	576 980	850 484	18 657	2 319	2 663 944	15 020	12 398
2039	101 259	2 872	631	6 624	17 234	115 000	915 505	561 866	294 850	19 031	2 221	2 037 092	11 460	11 437
2040	103 284	2 929	643	6 756	16 231	115 000	862 244	518 802	753 749	19 411	2 221	2 401 272	11 283	10 561
2041	151 350	2 929	656	6 891	15 300	115 000	812 769	504 679	785 288	19 799	2 156	2 416 817	11 073	9 760
2042	153 457	2 927	669	7 029	14 434	115 000	766 761	466 775	740 836	20 195	2 090	2 290 174	10 838	9 027
2043	155 606	2 985	683	7 170	13 516	115 000	717 983	428 511	693 707	20 599	2 090	2 157 850	10 680	8 287
2044	157 798	2 951	696	7 313	12 663	115 000	672 671	393 596	649 927	21 011	1 992	2 035 619	6 001	7 611
2045	160 034	2 850	710	7 460	11 769	115 000	625 197	358 645	604 059	21 431	1 829	1 908 984	5 161	6 936
2046	162 315	2 874	725	7 609	10 847	115 000	576 244	372 693	583 273	21 860	1 796	1 855 236	4 948	6 267
2047	188 369	2 865	739	7 761	10 000	115 000	531 222	336 838	537 701	22 297	1 731	1 754 523	4 732	5 664
2048	191 217	2 786	754	7 916	9 057	115 000	481 152	299 107	487 021	22 743	1 600	1 618 353	4 420	5 030
2049	194 121	2 842	769	8 074	8 056	115 000	427 954	260 820	433 174	23 198	1 600	1 475 608	4 353	4 386
2050	197 083	2 793	784	8 236	6 969	115 000	370 188	250 042	391 736	23 662	1 502	1 367 995	4 172	3 720
Итого 2023-2050	3 290 757	76 254	17 026	178 776	341 543	3 220 000	31 603 398	19 081 756	25 421 785	513 630	61 923	83 806 848	387 568	448 906
2051	154 105	2 344	800	8 401	4 779	115 000	253 858	168 105	268 635	24 135	1 045	1 001 207	2 621	2 501
2052	157 187	2 906	816	8 569	4 143	115 000	220 095	142 889	232 906	24 618	1 045	910 175	2 805	2 126
2053	160 331	2 439	832	8 740	3 592	115 000	190 823	121 456	201 930	25 110	980	831 232	2 377	1 807
2054	163 537	3 023	849	8 915	3 224	115 000	171 282	119 214	197 013	25 613	980	808 650	2 633	1 590
2055	166 808	2 537	866	9 093	2 894	115 000	153 743	104 908	176 839	26 125	980	759 793	2 280	1 399
2056	170 144	3 145	883	9 275	2 598	115 000	138 000	92 319	158 731	26 647	980	717 722	2 567	1 231
Итого 2023-2056	4 262 870	92 649	22 073	231 769	362 773	3 910 000	32 731 199	19 830 647	26 657 838	665 879	67 933	88 835 629</		

Приложение 26 - Расчет бюджетной эффективности 3 варианта разработки, тыс. тенге

Год	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс. тенге												Дисконтированный доход РК при		
	Социальный налог	ИПН	Экспортная таможенная пошлина на нефть	Налог на имущество	Аренда земельных участков	Рентный налог на экспорт	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммарный доход РК	5,0%	10,0%	15,0%	
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	
2023	22 590	20 536	1 087 048	113 065	46	1 378 985	113 065	2 123	849 466	97 194	3 684 118	3 834 823	3 660 512	3 501 360	
2024	23 523	21 384	1 099 439	112 652	47	1 320 596	112 652	2 188	771 160	12 050	3 475 692	3 445 790	3 139 656	2 872 577	
2025	24 729	22 481	1 052 977	116 017	48	1 289 871	116 017	2 286	712 241	0	3 336 668	3 149 666	2 739 393	2 397 391	
2026	26 225	23 841	1 035 368	128 621	49	1 293 693	128 621	2 417	645 896	0	3 284 730	2 947 297	2 446 867	2 048 282	
2027	28 026	25 478	1 091 602	144 269	50	1 298 522	144 269	2 580	578 652	0	3 313 449	2 818 133	2 233 287	1 788 211	
2028	28 847	26 224	1 046 677	151 575	51	1 269 781	151 575	2 613	557 538	0	3 234 880	2 612 573	1 976 279	1 513 621	
2029	29 689	26 990	1 005 968	150 673	52	1 322 985	150 673	2 645	525 202	0	3 214 878	2 468 502	1 782 419	1 305 791	
2030	30 283	27 530	989 604	137 265	53	1 243 980	137 265	2 645	538 143	0	3 106 767	2 270 213	1 564 730	1 096 474	
2031	30 336	27 578	913 771	113 564	54	1 171 092	113 564	2 580	551 293	0	2 923 833	2 044 852	1 345 338	901 748	
2032	30 661	27 874	841 986	91 966	55	1 109 320	91 966	2 547	539 761	0	2 736 136	1 831 978	1 150 499	737 624	
2033	30 987	28 170	825 163	72 471	56	1 043 670	72 471	2 515	517 479	0	2 592 981	1 660 530	995 427	610 454	
2034	31 313	28 467	759 231	54 750	57	979 485	54 750	2 482	497 364	0	2 407 898	1 477 192	845 271	495 832	
2035	31 640	28 764	697 822	38 742	58	1 026 298	38 742	2 450	450 809	0	2 315 325	1 356 199	740 763	415 635	
2036	31 663	28 785	679 765	24 636	60	963 084	24 636	2 384	420 717	0	2 175 729	1 219 405	635 771	341 215	
2037	31 674	28 795	625 979	12 186	61	904 618	12 186	2 319	403 910	0	2 021 727	1 085 475	540 218	277 327	
2038	32 307	29 370	576 980	1 414	62	850 484	1 414	2 319	369 351	0	1 863 702	959 478	455 807	223 820	
2039	31 982	29 075	561 866	0	63	294 850	0	2 221	440 941	0	1 360 999	689 035	312 452	146 756	
2040	32 622	29 656	518 802	0	64	753 749	0	2 221	312 065	0	1 649 180	770 634	333 570	149 863	
2041	32 601	29 637	504 679	0	66	785 288	0	2 156	257 884	0	1 612 311	714 630	295 268	126 887	
2042	32 566	29 605	466 775	0	67	740 836	0	2 090	237 613	0	1 509 553	637 697	251 505	103 382	
2043	33 217	30 197	428 511	0	68	693 707	0	2 090	210 888	0	1 398 679	563 327	212 075	83 384	
2044	32 809	29 827	393 596	0	70	649 927	0	1 992	191 416	0	1 299 637	498 926	179 292	67 429	
2045	31 642	28 766	358 645	0	71	604 059	0	1 829	171 367	0	1 196 379	437 847	150 191	54 029	
2046	31 903	29 003	372 693	0	73	583 273	0	1 796	130 113	0	1 148 855	398 630	130 524	44 912	
2047	31 783	28 894	336 838	0	74	537 701	0	1 731	103 321	0	1 040 341	344 426	107 649	35 431	
2048	30 871	28 065	299 107	0	75	487 021	0	1 600	81 379	0	928 118	293 103	87 445	27 530	
2049	31 488	28 626	260 820	0	77	433 174	0	1 600	46 287	0	802 073	241 991	68 914	20 752	
2050	30 911	28 101	250 042	0	79	391 736	0	1 502	12 696	0	715 065	204 769	55 663	16 033	
Итого 2023-2050	848 890	771 718	19 081 756	1 463 864	1 704	25 421 785	1 463 864	61 923	11 124 954	109 244	60 349 702	40 977 120	28 436 787	21 403 749	
2051	25 781	23 437	168 105	0	80	268 635	0	1 045	941	0	488 024	133 159	34 552	9 520	
2052	32 159	29 236	142 889	188	82	232 906	188	1 045	0	0	438 693	113 505	28 113	7 409	
2053	26 822	24 384	121 456	283	83	201 930	283	980	0	0	376 221	93 189	22 032	5 554	
2054	33 459	30 417	119 214	379	85	197 013	379	980	0	0	381 925	88 908	20 065	4 838	
2055	27 906	25 369	104 908	385	87	176 839	385	980	0	0	336 859	74 794	16 112	3 716	
2056	34 810	31 646	92 319	391	88	158 731	391	980	0	0	319 356	67 156	13 809	3 046	
Итого 2023-2056	1 029 827	936 206	19 830 647	1 465 490	2 210	26 657 838	1 465 490	67 933	11 125 894	109 244	62 690 780	41 547 831	28 571 470	21 437 832	

Приложение 27 - Расчет налогооблагаемого дохода в 3 варианте, тыс.тенге

Год	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на 1 тн нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
	1	2	3	4	5	6
2023	7 743 775	98 007	4 415 545	822 348	8 566 123	4 247 329
2024	7 904 898	106 527	3 742 985	773 681	8 678 579	3 855 800
2025	7 943 429	111 770	3 435 332	927 496	8 870 925	3 561 204
2026	8 832 166	126 389	3 074 863	1 243 621	9 580 992	3 229 480
2027	9 466 501	137 665	2 525 087	1 489 577	10 419 023	2 893 260
2028	9 744 774	147 795	2 017 840	1 473 891	10 658 832	2 787 692
2029	9 442 617	149 007	1 539 786	1 460 573	10 903 190	2 626 010
2030	9 227 479	157 888	1 103 605	1 059 010	10 286 489	2 690 715
2031	8 711 558	161 431	1 018 645	762 487	9 474 045	2 756 467
2032	8 253 150	165 975	891 964	552 839	8 805 989	2 698 807
2033	7 848 194	171 115	755 703	401 969	8 250 163	2 587 395
2034	7 410 386	175 600	664 369	289 418	7 699 804	2 486 821
2035	7 099 804	183 045	470 269	208 381	7 308 185	2 254 044
2036	6 726 542	188 501	377 255	154 200	6 880 742	2 103 586
2037	6 321 076	192 359	351 466	111 024	6 432 100	2 019 549
2038	5 980 645	197 455	292 598	79 937	6 060 582	1 846 753
2039	4 623 496	165 463	1 279 637	61 975	4 685 471	2 204 705
2040	4 941 801	191 534	617 903	44 622	4 986 423	1 560 325
2041	4 904 181	205 679	336 506	36 727	4 940 908	1 289 421
2042	4 720 131	214 035	223 893	26 443	4 746 574	1 188 066
2043	4 546 636	224 578	82 864	19 039	4 565 676	1 054 442
2044	3 472 889	186 758	864 439	13 708	3 486 597	957 081
2045	3 164 512	186 759	866 704	9 870	3 174 382	856 834
2046	3 057 890	199 713	657 672	7 106	3 064 996	650 566
2047	2 903 535	209 818	521 720	5 117	2 908 651	516 604
2048	2 691 820	219 056	410 580	3 684	2 695 504	406 896
2049	2 525 288	235 671	234 089	2 652	2 527 940	231 437
2050	2 252 515	247 877	65 389	1 910	2 254 424	63 479
Итого 2023-2050	172 461 688	157 252	32 838 710	12 043 305	182 913 310	55 624 768
2051	1 630 725	266 920	6 079	1 375	1 632 100	4 704
2052	1 582 423	304 722	-163 326	990	1 583 413	0
2053	1 378 786	312 363	-148 442	713	1 379 499	0
2054	1 416 655	364 707	-312 308	513	1 417 168	0
2055	1 280 902	374 725	-289 650	370	1 281 271	0
2056	1 306 711	434 404	-416 974	266	1 306 977	0
Итого 2023-2056	181 057 889	161 263	31 514 090	12 047 531	191 513 737	55 629 472

Приложение 28 - Расчет чистой прибыли в 3 варианте, тыс.тенге

Год	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2023	4 247 329	4 247 329	849 466	3 566 080	97 194	3 468 885
2024	3 855 800	3 855 800	771 160	2 971 825	12 050	2 959 775
2025	3 561 204	3 561 204	712 241	2 723 091	0	2 723 091
2026	3 229 480	3 229 480	645 896	2 428 967	0	2 428 967
2027	2 893 260	2 893 260	578 652	1 946 434	0	1 946 434
2028	2 787 692	2 787 692	557 538	1 460 301	0	1 460 301
2029	2 626 010	2 626 010	525 202	1 014 584	0	1 014 584
2030	2 690 715	2 690 715	538 143	565 462	0	565 462
2031	2 756 467	2 756 467	551 293	467 351	0	467 351
2032	2 698 807	2 698 807	539 761	352 202	0	352 202
2033	2 587 395	2 587 395	517 479	238 224	0	238 224
2034	2 486 821	2 486 821	497 364	167 005	0	167 005
2035	2 254 044	2 254 044	450 809	19 460	0	19 460
2036	2 103 586	2 103 586	420 717	-43 462	0	-43 462
2037	2 019 549	2 019 549	403 910	-52 444	0	-52 444
2038	1 846 753	1 846 753	369 351	-76 752	0	-76 752
2039	2 204 705	2 204 705	440 941	838 696	0	838 696
2040	1 560 325	1 560 325	312 065	305 838	0	305 838
2041	1 289 421	1 289 421	257 884	78 622	0	78 622
2042	1 188 066	1 188 066	237 613	-13 720	0	-13 720
2043	1 054 442	1 054 442	210 888	-128 024	0	-128 024
2044	957 081	957 081	191 416	673 023	0	673 023
2045	856 834	856 834	171 367	695 337	0	695 337
2046	650 566	650 566	130 113	527 559	0	527 559
2047	516 604	516 604	103 321	418 400	0	418 400
2048	406 896	406 896	81 379	329 201	0	329 201
2049	231 437	231 437	46 287	187 802	0	187 802
2050	63 479	63 479	12 696	52 693	0	52 693
Итого 2023- 2050	55 624 768	55 624 768	11 124 954	21 713 756	109 244	21 604 512
2051	4 704	4 704	941	5 139	0	5 139
2052	0	0	0	-163 326	0	-163 326
2053	0	0	0	-148 442	0	-148 442
2054	0	0	0	-312 308	0	-312 308
2055	0	0	0	-289 650	0	-289 650
2056	0	0	0	-416 974	0	-416 974
Итого 2023- 2056	55 629 472	55 629 472	11 125 894	20 388 196	109 244	20 278 951

Приложение 29 - Расчет потоков денежной наличности в 3 варианте, тыс.тенге

Год	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНП (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость дисконт %)		
					5,00%	10,00%	15,00%
1	2	3	4	5	6	7	8
2 023	3 468 885	4 081 940	4 081 940	45,5%	3 887 562	3 710 855	3 549 513
2 024	2 959 775	3 846 272	7 928 212	44,9%	3 488 682	3 178 737	2 908 334
2 025	2 723 091	3 499 845	11 428 057	42,6%	3 023 298	2 629 486	2 301 205
2 026	2 428 967	3 165 379	14 593 437	39,8%	2 604 165	2 161 997	1 809 816
2 027	1 946 434	3 539 900	18 133 337	38,9%	2 773 604	2 198 000	1 759 956
2 028	1 460 301	3 704 044	21 837 381	39,1%	2 764 015	2 090 836	1 601 361
2 029	1 014 584	3 561 380	25 398 762	39,2%	2 531 007	1 827 551	1 338 855
2 030	565 462	3 211 582	28 610 343	39,6%	2 173 725	1 498 227	1 049 872
2 031	467 351	2 967 661	31 578 004	39,9%	1 912 981	1 258 578	843 594
2 032	352 202	2 711 885	34 289 889	40,0%	1 664 862	1 045 549	670 336
2 033	238 224	2 471 885	36 761 774	39,9%	1 445 260	866 381	531 315
2 034	167 005	2 278 874	39 040 648	39,8%	1 268 963	726 120	425 938
2 035	19 460	2 011 616	41 052 265	39,6%	1 066 803	582 694	326 944
2 036	-43 462	1 837 068	42 889 333	39,3%	927 844	483 757	259 630
2 037	-52 444	1 726 663	44 615 996	39,0%	830 554	413 349	212 197
2 038	-76 752	1 557 340	46 173 336	38,8%	713 435	338 922	166 425
2 039	838 696	1 825 739	47 999 075	43,3%	796 564	361 213	169 658
2 040	305 838	1 292 882	49 291 957	29,6%	537 219	232 536	104 471
2 041	78 622	1 068 263	50 360 220	24,8%	422 748	174 670	75 062
2 042	-13 720	976 896	51 337 116	24,0%	368 182	145 209	59 689
2 043	-128 024	862 593	52 199 709	22,4%	309 621	116 563	45 830
2 044	673 023	779 373	52 979 082	21,3%	266 429	95 743	36 007
2 045	695 337	669 472	53 648 554	19,5%	217 961	74 765	26 896
2 046	527 559	522 283	54 170 837	16,0%	161 943	53 025	18 246
2 047	418 400	407 636	54 578 473	13,2%	120 376	37 623	12 383
2 048	329 201	307 243	54 885 716	10,8%	86 409	25 779	8 116
2 049	187 802	187 802	55 073 518	7,2%	50 302	14 325	4 314
2 050	52 693	35 559	55 109 077	1,5%	9 071	2 466	710
Итого 2023-2050	21 604 512	55 109 077	55 109 077	34,2%	36 423 586	26 344 955	20 316 674
2 051	5 139	-76 419	55 032 658	-4,4%	-18 566	-4 817	-1 327
2 052	-163 326	-163 941	54 868 717	-10,2%	-37 932	-9 395	-2 476
2 053	-148 442	-161 088	54 707 628	-11,4%	-35 497	-8 392	-2 116
2 054	-312 308	-313 206	54 394 423	-21,8%	-65 731	-14 834	-3 577
2 055	-289 650	-290 442	54 103 981	-22,3%	-58 051	-12 505	-2 884
2 056	-416 974	-417 672	53 686 309	-31,5%	-79 506	-16 349	-3 607
Итого 2023-2056	20 278 951	53 686 309	53 686 309	-16,1%	36 128 302	26 278 662	20 300 687

Приложение 30 - Прогнозные отчисления в ликвидационный фонд по 3 варианту

Год	Годовая добыча нефти, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений, тенге/тонна	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге	
			1	2
2023	79,01	409,32		32 341,12
2024	74,21	409,32		30 373,34
2025	71,07	409,32		29 089,78
2026	69,88	409,32		28 603,29
2027	68,76	409,32		28 146,38
2028	65,93	409,32		26 988,02
2029	63,37	409,32		25 938,36
2030	58,44	409,32		23 921,64
2031	53,96	409,32		22 088,54
2032	49,73	409,32		20 353,27
2033	45,87	409,32		18 773,29
2034	42,20	409,32		17 273,27
2035	38,79	409,32		15 876,16
Итого 2023-2035	781,22			319 766,46



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

14.03.2016 года

16004668

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт \"OPTIMUM\""

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, З микрорайон, дом № ЗДАНИЕ №23., БИН: 000740000123

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродукто проводов в сфере нефти и газа

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

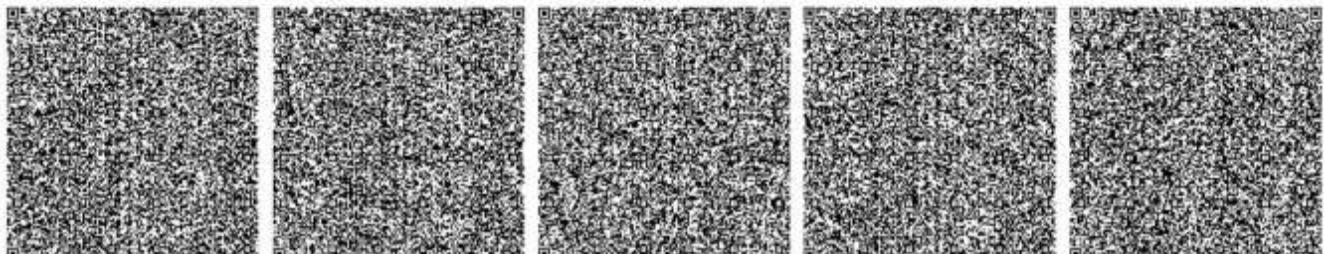
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 02.12.2009

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Астана





ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 16004668

Дата выдачи лицензии 14.03.2016 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородного сырья
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородного сырья
- Составление проектных документов для месторождений углеводородного сырья

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "OPTIMUM"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 3 микрорайон, дом № 3ДАНИЕ №23., БИН: 000740000123

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, г. Актау, 3 микрорайон, дом № 23

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

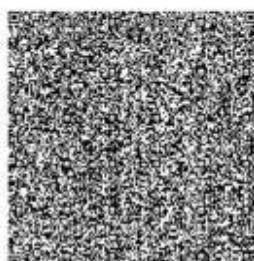
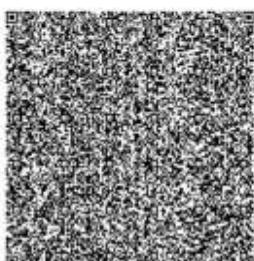
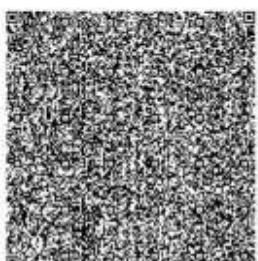
Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

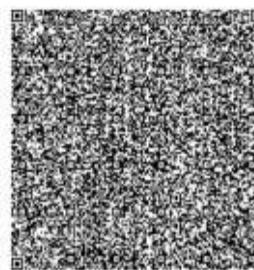
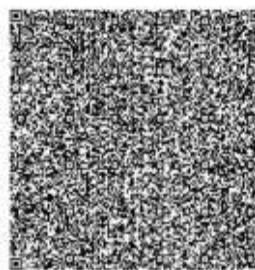
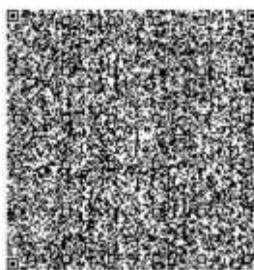
**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

БИМ УРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))



Номер приложения 001
Срок действия
Дата выдачи приложения 14.03.2016
Место выдачи г.Астана



Осы құжат «Електронды құжат және электрондық шифрлық көлтәнбі тұралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылты 7 қанадардағы Заны 7 бабының 1 тарматағы сәйкес көзгө тасымалтаты құжаттар мәншесі бардай. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равноправен документу на бумажном носителе.

ПРОТОКОЛ № 143-1
НТС ТОО Проектный институт «OPTIMUM»

г. Актау

20.03.2023 г.

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

Председатель НТС:

Малютина А.Е. – зам.генерального директора по науке

Члены НТС

Карайдарова А.Н. – руководитель службы разработки №1

Пагуба Н.С. – руководитель службы техники и технологии добычи нефти и газа

Кулиев Ю.М. – главный специалист службы проектирования и строительства скважин

Абекеева К.М. – руководитель службы подсчета запасов

Драган Н.А. – руководитель службы петрофизики

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Отчёт о НИР: «Проект разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия» по состоянию на 01.01.2023 г., выполненный по Договору 2003012-К.

Докладчик: главный специалист службы разработки №1 – Бекбаева Р.А.

СЛУШАЛИ: отчет о НИР: «Проект разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия».

Цель работы – проектирование и обоснование рациональной и экономически обоснованной системы разработки и добычи нефти, основываясь на историю эксплуатации месторождения с соблюдением требований законодательных актов.

Месторождение Северо-Западный Кызылкия открыто в 2004 г.

Введено в промышленную разработку в 2010 году согласно «Технологической схемы разработки...» (протокол ЦКР РК №63 от 28.06.2010 г.). В настоящее время месторождение разрабатывается согласно «Дополнение к Технологической схеме разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия по состоянию на 01.01.2017 г.», в которой рассматривались 3 варианта. По проведенным технико-экономическим расчетам к реализации был рекомендован 2 вариант, предусматривающий бурение 20 добывающих скважин.

В 2021 г. в связи с изменением графика бурения был составлен «Анализ разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия» по состоянию на 01.07.2021 г., в котором уточнены технологические показатели на 3 года (2021-2023 гг.) (протокол ЦКРиР РК № 20/13 от 24-25.11.2021 г.).

В том же году был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Северо-Западный Кызылкия Кызылординской и Карагандинской областей Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2021 г.» (протокол ГКЗ РК, №2366-21-У от 17 ноября 2021 года). В данной работе в связи с переинтерпретацией сейсмики ЗД и бурения новых эксплуатационных скважин были уточнены геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа, которые составили:

		<i>нефти</i>	<i>растворенного газа</i>
- по категории <i>B+C₁</i>	геологические	14070 тыс.т.	1614 млн.м ³
	извлекаемые	3907 тыс.т.	440 млн.м ³
- по категории <i>C₂</i>	геологические	441 тыс.т.	54 млн.м ³
	извлекаемые	38 тыс.т	5 млн.м ³

Принятый коэффициент нефтеотдачи составляет 0,277 д.ед.

На месторождении промышленная нефтеносность установлена на двух сводах: Восточном и Западном. В разрезе месторождения выделено 4 продуктивных горизонтов: в нижнемеловых отложениях - 2 (М-II-1 и М-II-2), в палеозое – 2 (Рз-2 и Рз-1). Основными по запасам являются залежи палеозоя.

На дату составления проекта на месторождении пробурено всего 96 скважин. В эксплуатационном фонде числятся 50 скважин, из них действующие – 47 ед., бездействующие – 1 ед., в освоении – 2 ед. Все действующие добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом (ШГН и УЭЦН). В нагнетательном фонде находятся 17 скважин, действующие – 16 ед., бездействующая - 1 ед. Фонд наблюдательных скважин составляет 27 ед.. Ликвидированный фонд составляет 2 скважины, которые ликвидированы по геологическим причинам в период разведки.

За анализируемый период на месторождении пробурено 17 эксплуатационных скважин, из них 1 скважина (101D) – горизонтальная, 1 скважина (207D) - наклонно-направленная, 15 вертикальных скважин (102, 103, 104, 105, 113, 114, 116, 117, 118, 130, 200, 239, 240, 241, 242).

По состоянию на 01.01.2023 г. из месторождения отобрано 2790,92 тыс.т нефти, 11200,88 тыс.т жидкости и 150,60 млн.м³ газа. От утвержденных извлекаемых запасов нефти отобрано 62,2%, при текущей обводненности продукции 90,6%. Текущая нефтеотдача составляла 0,198 д.ед. Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов составляет 2,4%, от текущих – 8,4%. Среднесуточный дебит по нефти составил 6,4 т/сут, по жидкости – 67,5 т/сут, газовый фактор составлял 58,9 м³/т.

В Проекте приведено сравнение проектных и фактических показателей разработки за 2018 – 2022 гг. При сравнении фактических и проектных показателей в целом по месторождению фактические значения добычи нефти за рассматриваемый период были на уровне или превышали проектные показатели.

В данной работе согласно анализу истории разработки предлагается выделение эксплуатационных объектов следующим образом:

На Западном своде:

I эксплуатационный объект, в который входят залежи V и VI блоков горизонтов Рз-1 и Рз-2, в V блоке - залежь в районе скважины 58, залежь М-II-2 в районе скважин 42 и 239, а также залежь М-II-1 в районе скважины 240;

На Восточном своде:

II эксплуатационный объект, в который входят залежи блоков IIa, IIb и III горизонтов Рз-1 и Рз-2, залежь М-II-2 в районах скважин 31, 138 и 228, 33, 34 (блок I), а также залежь М-II-1 в районе скважин 47 и 234 (блок III).

В настоящем проекте рассмотрены 3 варианта разработки месторождения.

Вариант 1 - базовый вариант.

В соответствии с «Единых правил ...» в качестве базового варианта рекомендовано рассматривать продолжение реализации утвержденного в предыдущем Проектном документе варианта разработки. Напомним, что Анализ разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия, также предусматривал продолжение реализации основного проектного документа. Поэтому в качестве базового варианта в настоящем Проекте разработки рассмотрен вариант разработки сложившейся системой разработки существующим фондом скважин и бурением оставшейся 1 проектной скважины.

Рассматривается геолого-технические мероприятия с реабилитацией существующего фонда скважин. Это выводы из бездействия и наблюдательного фонда, переводы скважин в другие категории, изоляции обводненных интервалов, капитальные и подземные ремонты скважин и т.д. Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 50 ед. и нагнетательных – 21 ед.

Вариант 2 предусматривает оптимизацию и совершенствование существующей системы разработки. По основным положениям аналогичен варианту I (система воздействия). В этом варианте с целью уплотнения сетки скважин предусматривается

дополнительно бурение 7-ми добывающих скважин, также предусматривается перевод 8 добывающих скважин под закачку воды после отработки их на нефть, с целью вовлечения дополнительных запасов нефти в активную разработку и поддержания пластового давления. Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 57 ед. и нагнетательных – 21 ед.

Вариант 3 направлен на достижение максимальной величины нефтеотдачи и предусматривают охват объектов разработки дополнительным бурением 14 добывающих скважин. По данному варианту предусматривается проведение опытно-промышленных испытаний технологии повышения нефтеотдачи с применением в качестве вытесняющего агента водных растворов неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) на определенных участках двух объектов. Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 59 ед. и нагнетательных – 25 ед.

2 вариант с точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей обеспечивает наибольшую экономическую выгоду. В связи с этим данный вариант рекомендован к реализации.

Для доразведки месторождения рекомендовано доизучить южный участок залежи РZ-2 Западного свода, оцененный по категории С₂ и пробурить оценочную скважину ОЦ-1.

Общие затраты, связанные с ликвидацией объектов недропользования на месторождении составляют 965354 тыс.тенге. На депозитном счете предприятия на дату 01.01.2023 года находится 565448 тыс.тенге. Таким образом, от запланированных затрат на ликвидацию месторождения с учетом прочих расходов осталось перечислить на депозитный счет 399906 т.тенге.

В обсуждении приняли участие:

Малютина А.Е., Карайдарова А.Н., Пагуба Н.С., Кулиев Ю.М., Абекеева К.М., Драган Н.А.

Постановили:

- Направить отчет «Проект разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия» на согласование в ТОО «Кольжан».

Председатель

Малютина А.Е.

Секретарь

Орынбаева Г.А.



Протокол совместного геолого-технического совещания
ТОО «Кольжан»
ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»

г. Кызылорда

05.04.2023 г.

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

От ТОО «Кольжан»

Заместитель директора по производству
Заместитель председателя правления по геологии и разработке
Начальник отдела по проектам и отчетности
Главный специалист

Беклиев А.К.
Муканов А.Р.
Асанов К.Е.
Берманов Б.К.

От ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»

Заместитель генерального директора по науке
Руководитель службы разработки №1
Главный специалист службы разработки №1

Малютина А.Е.
Карайдарова А.Н.
Бекбаева Р.А.

ПОВЕСТКА СОВЕЩАНИЯ:

Отчёт о НИР: «Проект разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия» по состоянию на 01.01.2023 г., выполненный по Договору 2003012-К.

Докладчик: главный специалист службы разработки №1 – Бекбаева Р.А.

СЛУШАЛИ: отчет о НИР: «Проект разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия».

Месторождение Северо-Западный Кызылкия открыто в 2004 г.

Введено в промышленную разработку в 2010 году согласно «Технологической схемы разработки...» (протокол ЦКР РК №63 от 28.06.2010 г.). В настоящее время месторождение разрабатывается согласно «Дополнение к Технологической схеме разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия по состоянию на 01.01.2017 г.», в которой рассматривались 3 варианта. По проведенным технико-экономическим расчетам к реализации был рекомендован 2 вариант, предусматривающий бурение 20 добывающих скважин.

В 2021 г. в связи с изменением графика бурения был составлен «Анализ разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия» по состоянию на 01.07.2021 г., в котором уточнены технологические показатели на 3 года (2021-2023 гг.) (протокол ЦКРиР РК № 20/13 от 24-25.11.2021 г.)

В том же году был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Северо-Западный Кызылкия Кызылординской и Карагандинской областей Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2021 г.» (протокол ГКЗ РК, №2366-21-У от 11 ноября 2021 года). В данной работе в связи с переинтерпретацией сейсмики ЗД и бурения новых эксплуатационных скважин были уточнены геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа, которые составили:

		<i>нефти</i>	<i>растворенного газа</i>
- по категории <i>B+C₁</i>	геологические	14070 тыс.т.	1614 млн.м ³
	извлекаемые	3907 тыс.т.	440 млн.м ³
- по категории <i>C₂</i>	геологические	441 тыс.т.	54 млн.м ³
	извлекаемые	38 тыс.т	5 млн.м ³

Принятый коэффициент нефтеотдачи составляет 0,277 д.ед.

На месторождении промышленная нефтеносность установлена на двух сводах: Восточном и Западном. В разрезе месторождения выделено 4 продуктивных горизонтов: в

нижнемеловых отложениях - 2 (М-II-1 и М-II-2), в палеозое – 2 (Рз-2 и Рз-1). Основными по запасам являются залежи палеозоя.

На дату составления проекта на месторождении пробурено всего 96 скважин. В эксплуатационном фонде числятся 50 скважин, из них действующие – 47 ед., бездействующие – 1 ед., в освоении – 2 ед. Все действующие добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом (ШГН и УЭЦН). В нагнетательном фонде находятся 17 скважин, действующие – 16 ед., бездействующая – 1 ед. Фонд наблюдательных скважин составляет 27 ед.. Ликвидированный фонд составляет 2 скважины, которые ликвидированы по геологическим причинам в период разведки.

За анализируемый период на месторождении пробурено 17 эксплуатационных скважин, из них 1 скважина (101Д) – горизонтальная, 1 скважина (207Д) - наклонно-направленная, 15 вертикальных скважин (102, 103, 104, 105, 113, 114, 116, 117, 118, 130, 200, 239, 240, 241, 242).

По состоянию на 01.01.2023 г. из месторождения отобрано 2790,92 тыс.т нефти, 11200,88 тыс.т жидкости и 150,60 млн.м³ газа. От утвержденных извлекаемых запасов нефти отобрано 62,2%, при текущей обводненности продукции 90,6%. Текущая нефтеотдача составляла 0,198 д.ед. Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов составляет 2,4%, от текущих – 8,4%. Среднесуточный дебит по нефти составил 6,4 т/сут, по жидкости – 67,5 т/сут, газовый фактор составлял 58,9 м³/т.

В Проекте приведено сравнение проектных и фактических показателей разработки за 2018 - 2022 гг. При сравнении фактических и проектных показателей в целом по месторождению фактические значения добычи нефти за рассматриваемый период были на уровне или превышали проектные показатели.

В данной работе согласно анализу истории разработки предлагается выделение эксплуатационных объектов следующим образом:

На Западном своде:

I эксплуатационный объект, в который входят залежи V и VI блоков горизонтов Рз-1 и Рз-2, в V блоке - залежь в районе скважины 58, залежь М-II-2 в районе скважин 42 и 239, а также залежь М-II-1 в районе скважины 240;

На Восточном своде:

II эксплуатационный объект, в который входят залежи блоков IIa, IIb и III горизонтов Рз-1 и Рз-2, залежь М-II-2 в районах скважин 31, 138 и 228, 33, 34 (блок I), а также залежь М-II-1 в районе скважин 47 и 234 (блок III).

В настоящем проекте рассмотрены 3 варианта разработки месторождения.

Вариант 1 - базовый вариант.

В соответствии с «Единых правил ...» в качестве базового варианта рекомендовано рассматривать продолжение реализации утвержденного в предыдущем Проектном документе варианта разработки. Напомним, что Анализ разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия, также предусматривал продолжение реализации основного проектного документа. Поэтому в качестве базового варианта в настоящем Проекте разработки рассмотрен вариант разработки сложившейся системой разработки существующим фондом скважин и бурением оставшейся 1 проектной скважины.

Рассматривается геолого-технические мероприятия с реабилитацией существующего фонда скважин. Это выводы из бездействия и наблюдательного фонда, переводы скважин в другие категории, изоляции обводненных интервалов, капитальные и подземные ремонты скважин и т.д. Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 50 ед. и нагнетательных – 21 ед.

Вариант 2 предусматривает оптимизацию и совершенствование существующей системы разработки. По основным положениям аналогичен варианту I (система воздействия). В этом варианте с целью уплотнения сетки скважин предусматривается дополнительно бурение 7-ми добывающих скважин, также предусматривается перевод 8

добывающих скважин под закачку воды после отработки их на нефть, с целью вовлечения дополнительных запасов нефти в активную разработку и поддержания пластового давления. Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 57 ед. и нагнетательных – 21 ед.

Вариант 3 направлен на достижение максимальной величины нефтеотдачи и предусматривают охват объектов разработки дополнительным бурением 14 добывающих скважин. По данному варианту предусматривается проведение опытно-промышленных испытаний технологии повышения нефтеотдачи с применением в качестве вытесняющего агента водных растворов неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) на определенных участках двух объектов. Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 59 ед. и нагнетательных – 25 ед.

По результатам технико-экономического анализа рекомендуемым является 2 вариант разработки.

В проектном документе приведены обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования, выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режимов, требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин, сведения о технологических потерях нефти, а также приведены требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, технологии вскрытия бурением и перфорацией, вызова притока и освоения скважин, к составу и свойствам буровых растворов.

Согласно требованиям «Кодекса о недрах и недропользовании РК» в «Проект разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия» выполнен раздел «Расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования».

В разделе «Охрана недр и окружающей среды» освещены вопросы определения характера, степени и масштаба воздействия дальнейшей разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия на окружающую среду и последствий этого воздействия.

При обсуждении проекта ГТС отмечает:

1. Все ранее выданные недропользователем замечания устраниены авторами проекта;
2. «Проект разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия» выполнен в соответствии требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г. №239) и Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений (утверждены приказом МЭ РК от 24.08.2018г №329).

После обмена мнениями и обсуждения ТС ПОСТАНОВИЛ:

1. Принять «Проект разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия».
2. Направить проект для согласования в государственные контролирующие органы

От ТОО «Кольжан»

Беклиев А.К.

От ТОО «Проектный институт
«OPTIMUM»

Малютина А.Е.

