

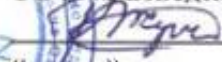
ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz»
ТОО «Казахский научно-исследовательский геологоразведочный
нефтяной институт» (КазНИГРИ)
(Гос.лиц. №23002295 от 25.01.2023 г.)



УТВЕРЖДАЮ:

Главный геолог

ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz»

 **Жумашев Р.К.**

«» 2026 г.

ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЙРАКТЫ

(Договор №1176444 от 29.05.2026 г.)

Директор
ТОО «КазНИГРИ»:

Заместитель директора по проектной
деятельности:



ЮСУБАЛИЕВ Р.А.

ТУЛЕНБАЕВА Б.Р.

г. Атырау, 2026 г.

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель НИР,
Заместитель Директора по проектной деятельности
_____ Туленбаева Б.Р. (Общее руководство)

Ответственный исполнитель по геологии,
Руководитель отдела подсчета запасов и моделирования
_____ Таженова Н.У. (Главы 2, 11 граф. приложения)

Ответственный исполнитель по разработке,
Инженер отдела проектирования и анализа разработки
_____ Қоныс А.Б. (Введение, главы 1, 3, 4, 6, 8, 9, 13)

Директор департамента геологии и моделирования, к.г.-м.н.
_____ Шестоперова Л.В. (Научное руководство)

Исполнитель по ГИС,
Инженер отдела геофизических исследований скважин
_____ Утебаева Д.Б. (Разделы 2.2, 2.4)

Исполнитель по бурению,
Руководитель отдела проектирования и бурения
внутрискважинных работ
_____ Исламов Х.М. (Глава 7)

Исполнитель по охране недр и окружающей среды,
Ведущий инженер отдела охраны окружающей среды
_____ Ибраева А.Н. (Глава 10)

Исполнитель по экономике,
Инженер отдела проектирования и анализа разработки
_____ Беркингалиева Д.С. (Главы 5, 13, разделы 3.5, 4.2)

Ответственный за Документ-контроль: _____ Накесова К.К.

СОДЕРЖАНИЕ	
РЕФЕРАТ	9
ВВЕДЕНИЕ	10
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	13
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	15
2.1 Геологическое строение месторождения и газоносность	15
2.1.1 Тектоника	19
2.1.2 Газоносность	19
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	23
2.3 Состав и свойства газа, конденсата и пластовой воды	29
2.3.1 Свойства пластового газа	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
2.3.2 Состав пластового газа, газа сепарации и сырого конденсата	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
2.3.3 Свойства и фракционный состав стабильного конденсата	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
2.3.4 Свойства и состав пластовых вод	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
2.4 Физико-гидродинамические характеристики	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
2.5 Запасы газа и газового конденсата	32
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	66
3.1 Анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	66
3.1.1 Характеристика энергетического состояния	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
3.1.2 Оценка методов интенсификации притока в скважине. Показатели гидроразрыва пласта	85
3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения извлечения газа	89
3.2.1 Характеристика фонда скважин	89
3.3 Анализ выработки запасов газа и конденсата из пластов	89
3.4 Обоснование характеристик расчетной геолого-физической модели, принятой методики прогноза технологических показателей разработки	105
3.4.1 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки	108
3.5 Выделение эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки	112
3.5.1 Обоснование выделения объектов разработки	112
3.5.2 Выбор технологического режима	112
3.5.3 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	116
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	120
4.1 Технологические показатели вариантов разработки	120

4.2 Экономические показатели вариантов разработки	125
4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения газа и конденсата	Ошибка! Закладка не определена.
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	142
5.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	142
6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА.....	142
6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	Ошибка! Закладка не определена.
6.1.1 Технологические условия эксплуатации скважин.....	Ошибка! Закладка не определена.
6.1.2 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования.....	Ошибка! Закладка не определена.
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	Ошибка! Закладка не определена.
6.2.1 Защитные мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией в системах добычи, сбора, транспорта и подготовки продукции.....	Ошибка! Закладка не определена.
6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и подготовки продукции скважин	Ошибка! Закладка не определена.
6.3.1 Существующая система внутрипромыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции.....	Ошибка! Закладка не определена.
6.3.2 Описание главной нитки движения сырья системы подготовки газа и газового конденсата	Ошибка! Закладка не определена.
6.3.3 Требования и рекомендации по системе внутрипромыслового сбора и промыслового транспорта газа	Ошибка! Закладка не определена.
6.3.4 Действующая схемы подготовки газа	Ошибка! Закладка не определена.
6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа.	Ошибка! Закладка не определена.
7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	163
7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.....	163
7.1.1 Параметры бурового раствора.....	Ошибка! Закладка не определена.
7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	Ошибка! Закладка не определена.
8. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	173
9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	180
9.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу	180
9.1.1 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ	181
10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	193
12. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	198
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	198

Управления природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Жамбылской области/Акульсерикова А.К.

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.3.1 – Свойства пластового газа	38
Таблица 2.3.2 - Компонентный состав пластового газа	39
Таблица 2.3.5 -Характеристика сырого конденсата	43
Таблица 2.3.6 – Свойства пластовый воды	45
Таблица 2.4.1 - Виды анализов специальных исследований, проведенных на керне	46
Таблица 2.4.2 - Исходные данные для построения связи $R_p=f(K_p)$ и $R_n=f(K_v)$	50
Таблица 2.5.1 – Месторождение Айракты. Подсчет начальных запасов газа и конденсата по состоянию на 01.01.2026г.	64
Таблица 2.5.2 - Подсчет начальных запасов попутных компонентов по состоянию на 01.01.2026 г.	65
Таблица 3.1.2 - Результаты исследования добывающих скважин и пластов по объектам....	78
Таблица 4.1.1 – Основные технологические прогнозные показатели разработки. I объект. Вариант 3.....	121
Таблица 4.1.2 – Основные технологические прогнозные показатели разработки. II объект. Вариант 3.....	122
Таблица 4.1.3 – Основные технологические прогнозные показатели разработки. III объект. Вариант 3.....	123
Таблица 4.1.4 – Основные технологические прогнозные показатели разработки. В целом по месторождению. Вариант 3	124
Таблица 8.1 - Виды и периодичность исследований по контролю за разработкой	179

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис.1.1 – Обзорная карта	14
Рис. 2.4.1 –Зависимость проницаемости от коэффициента пористости	47
Рис. 2.4.2 –Зависимость проницаемости от коэффициента пористости	47
Рис. 2.4.3 - Зависимость проницаемости от коэффициента пористости.....	48
Рис. 2.4.4 – Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости (P1с).....	49
Рис. 2.4.5 – Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности (P1с)	49
Рис. 3.1.1 – Диагностический график по скважине №105 от 16.12.2021г.....	67
Рис. 3.2.1 – График разработки. I объект	95
Рис. 3.2.2 – График разработки. II объект	95
Рис. 3.2.3 – График разработки. Месторождение в целом.....	96

Управления природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Жамбылской области/Акульсерикова А.К.

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложения	Номер приложения	Номер листа приложения	Масштаб прил.	Гриф ограничения доступа
1	2	3	4	5	6
1	Месторождение Айрақты. Геолого-литологический профиль по линии I-I P1c	1	1	верт. 1:1000 гориз. 1:25000	Не секретно
2	Месторождение Айрақты. Геолого-литологический профиль по линии I-I, II- II	2	1	верт. 1:1000 гориз. 1:25000	Не секретно
3	Месторождение Айрақты. Схема обоснования ГВК P1pc	3	1	1:1000	Не секретно
4	Месторождение Айрақты. Схема обоснования ГВК а) C1V1-A и C1V1-B; б) C1sr	4	1	1:1000	Не секретно
5	Месторождение Айрақты. Залежь P1 а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных газонасыщенных толщин.	5	1	1:25000	Не секретно
6	Месторождение Айрақты. Залежь C1sr а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных газонасыщенных толщин.	6	1	1:25000	Не секретно
7	Месторождение Айрақты. Залежь C1V1- A а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных газонасыщенных толщин.	7	1	1:25000	Не секретно
8	Месторождение Айрақты. Залежь C1V1- B а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных газонасыщенных толщин.	8	1	1:25000	Не секретно
9	Месторождение Айрақты. Объект I а) Карта текущих отборов; б) Карта накопленных отборов.	9	1	1:25000	Не секретно
10	Месторождение Айрақты. Объект II а) Карта текущих отборов; б) Карта накопленных отборов.	10	1	1:25000	Не секретно
11	Месторождение Айрақты. Карта изобар а) Объект I (нижневизейский горизонт C1V1) б) Объект II (серпуховский горизонт C1sr)	11	1	1:25000	Не секретно
12	Месторождение Айрақты. Вариант 2 Карта пробуренных и проектных скважин а) Объект I; б) Объект II	12	1	1:25000	Не секретно

Итого: 11 графических приложений на 11 листах, все н/с

РЕФЕРАТ

Проект состоит из одной книги и папки с графическими приложениями.

Книга – текст отчета содержит 230 страниц, в т.ч. 93 рисунка, 33 таблиц, 21 табличных приложений.

Папка – графические приложения содержит 9 графических приложений, все для служебного пользования.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГАЗОВЫЕ ЗАЛЕЖИ, ГВК, ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, КЕРН, ПОРИСТОСТЬ, ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ, КАТЕГОРИЯ ЗАПАСОВ, ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ И ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

Объект исследования – система разработки залежей месторождения Айракты.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки добычи газа и конденсата на месторождении.

В данной работе приведены геолого-физическая характеристика месторождения, физико-химические свойства пластовых флюидов, запасы газа и конденсата.

Проанализировано состояние фонда скважин и эффективности применения методов повышения конечной газоотдачи.

На месторождении выделены три объекта разработки: I объект (основной) - нижневизейский горизонт C_{1v1} ; II объект - серпуховский горизонт C_{1sr} ; III объект - пермский горизонт Р.

Проведено обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчетных вариантов разработки. Для всех вариантов проведены расчеты технологических и экономических показателей разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант реализации развития месторождения.

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

Область применения - месторождение Айракты.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа выполнена ТОО «Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт» (ТОО «КазНИГРИ») в соответствии с договором №1176444 от 29.05.2026 г. между ТОО «КазНИГРИ» и ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz», согласно «Методическим рекомендациям по проведению анализа разработки...» с учетом требований «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (ЕПРКИН) и Технического задания.

Недропользователем месторождения Айрақты является ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz» на основании Дополнения №1 (гос.рег. №5185-УВС от 13.03.2023 г.) к Контракту №5132-УВС от 25.11.2022 г. Срок действия Контракта до 25.11.2047 г.

ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz» проводит работы на территории Жамбылской области в границах горного отвода в пределах 44°11'07" - 44°05'17" северной широты и 71°22'19" - 71°27'46" восточной долготы. На территории горного отвода расположено месторождение Айрақты.

Месторождение Айрақты открыто в 1971-1972 гг. получением промышленных притоков газа из нижневизейского горизонта в глубокой поисковой скважине №1.

В 1981 г. «КАЗНЕФТЕГАЗГЕОЛОГИЯ» составлен «Отчет по подсчету запасов природных газов месторождений Амангельды и Айрақты в Мойынкумской впадине Чу-Сарысу́йской депрессии по результатам работ за 1971-1981гг.» (протокол ГКЗ СССР от 27.11.1981 г. №8884) [12].

В 2008 г. специалистами ТОО "Казахская геофизическая компания" на месторождении Айрақты были проведены детальные сейсморазведочные работы МОГТ-2D в объеме 85,860 пог.км. полной кратности. По кровле нижневизейских отложений размеры структуры по замкнутой изогипсе –1800 м составляют 5 x 5,5 км, амплитуда 90 м.

В 2011 г. ТОО «Даке Барлау», составлен «Проект оценочных работ на месторождении Айрақты» (протокол КомГео от 09.01.2012 г. № 335), в результате была пробурена в 2013 г. оценочная скважина №8, а также восстановлены ранее пробуренные скважины №№ 1, 4, и 6, в которых были получены притоки газа [15].

В 2014 г. ТОО «НПЦ» выполнено «Дополнение к проекту оценочных работ на месторождении Айрақты» (протокол ЦКРР РК от 11.07.2014 г. №49/31), с целью доизучения и уточнения геологического строения месторождения [16].

В 2015 г. ТОО «МКБ-АЛ» составлен «Пересчет запасов газа, конденсата и попутных компонентов нижневизейского горизонта C_{1v1} месторождения Айрақты» по состоянию на 02.01.2014 г. (протокол ГКЗ от 23.02.2015 г. № 1531-15-У), запасы которого легли в основу при составлении Проекта опытно-промышленной эксплуатации [17].

В 2015 г. ТОО «Проектный институт «Optimum» составлен «Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Айрақты», утвержденный Комитетом Геологии и Недропользования Министерства по Инвестициям и Развитию Республики Казахстан (письмо № 27-5-2798-и от 23.12.2015 г.) [18].

Месторождение Айрақты вступила в опытно промышленную эксплуатацию согласно Дополнения №12 от 28.12.2017 г. к Контракту №611 от 12.12.2000 г. на совмещенную разведку и добычу углеводородного сырья.

В 2018 г. ТОО «Проектный институт «Optimum» выполнен «Авторский надзор за реализацией Проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения Айрақты» в соответствии с договором № АГ-17-0925/1 от 25.09.2017 г.

В 2019 г. ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» составлен «Анализ разработки месторождения Айрақты», утвержденный Министерством Энергетики Республики Казахстан (протокол ЦКРР РК от 03-04 октября 2019 г. №14/1). По утвержденному варианту 2 проектные технологические показатели разработки приняты на 2019-2021 гг. [19].

В 2020 г. ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» выполнен «Авторский надзор за реализацией анализа разработки месторождения Айрақты» составленный по состоянию изученности на 01.07.2020 г.» в соответствии с договором №389542/2020/1 от 14.02.2020 г.

В 2021 г. ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» составлен «Пересчет запасов газа, конденсата и попутных компонентов по нижневизейскому горизонту (C_{IV1}), оценка ресурсов углеводородов по 3-м горизонтам (C_{Isg} , C_{IV2} , C_{It}) месторождения Айрақты, Жамбылской области Республики Казахстан» по состоянию изученности на 01.07.2020 г. (протокол ГКЗ РК от 11.10.2021 г. №2349-21-У) [20].

В 2022 г. ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» составлен «Проект разработки месторождения Айрақты», на основе «Пересчета запасов...», согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки...» [9] с учетом требований «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [4].

В 2024 г. ТОО «КазНИГРИ» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Айрақты», рассмотренный и согласованный на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол №52/5 ЦКРР РК от 27.06.2024г) с утверждением технологических показателей на 2024-2026 гг., являющийся действующим проектным документом по месторождению.

В 2026 г. ТОО «КазНИГРИ» был составлен отчет «Пересчет запасов газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Айрақты (по состоянию на 01.01.2026 г.)», утвержденный ГКЗ РК

Целью настоящего проекта является совершенствование системы разработки месторождения Айрақты на основе утвержденного Пересчета запасов 2026 г. с

обоснованием мероприятий по оптимизации разработки, обеспечивающих максимальную технологическую эффективность и экономическую ценность месторождения как для Республики Казахстан, так и для Недропользователя. Также целью проекта является формирование и вынесение на согласование в установленном порядке прогнозных технологических показателей разработки с 2027 г. и на последующий расчетный период, учитывая ограниченный срок действия утвержденных технологических показателей по действующему проектному документу (2024–2026 гг.).

Авторы выражают благодарность специалистам ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz» за сотрудничество при выполнении настоящей работы.

Управления природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Жамбылской области/Акульсерикова А.К.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Айракты находится на территории Таласского района Жамбылской области Республики Казахстан, в 170 км к северу от города Тараз и в 70 км к северо-востоку от месторождения азотно-гелиевого газа Ушарал-Кемпиртюбе (рис. 1.1). Географически оно расположено в юго-западной части песков Мойынкум, занимающих междуречье Шу и Таласа, к которым с юго-запада примыкает предгорная равнина Малого Каратау, являющегося ветвью Большого Каратау.

Ближайший населенный пункт - село Уюк находится в 70 км к югу, у р. Талас. С населенными пунктами месторождение Айракты соединяется грунтовыми дорогами, которые пригодны для движения только в летнее и морозное зимнее время. Асфальтированная шоссейная дорога соединяет областной центр Тараз с селами Акколь, Уюк и Уланбель.

На юго-западе, в 40 км, находится обустроенное месторождение Амангельды, с которым площадь работ связана грунтовой дорогой. Через месторождение проходит высоковольтная линия электропередач (ЛЭП) районного значения. Через Амангельды проходит шоссейная дорога, которая соединяет областной центр, город Тараз, с сёлами Акколь, Уюк, Уланбель.

Источниками водоснабжения непосредственно для всей площади месторождения являются колодцы и артезианские скважины, уровень воды в которых находится на глубине 10-20 метров от устья. Водоносные горизонты палеогена, содержащие воду с минерализацией 3-5 г/л, залегают на глубине от 160 до 220 м.

Строительный материал - гравий, песок в избытке имеется в русле реки Талас, протекающей в 75 км на юго-западе. Бутовый камень разрабатывается в 120 км на севере, у с.Уланбель. Непосредственно через площадь Амангельды проходит с юго-востока (от Жамбылской ГЭС) на северо-запад высоковольтная линия электропередач (ЛЭП) районного значения.

Климат района резкоконтинентальный с сухим жарким летом (до плюс 40°C) и холодной малоснежной зимой (до минус 30°C), продолжительность отопительного сезона 178 суток (с 15 октября по 15 апреля).

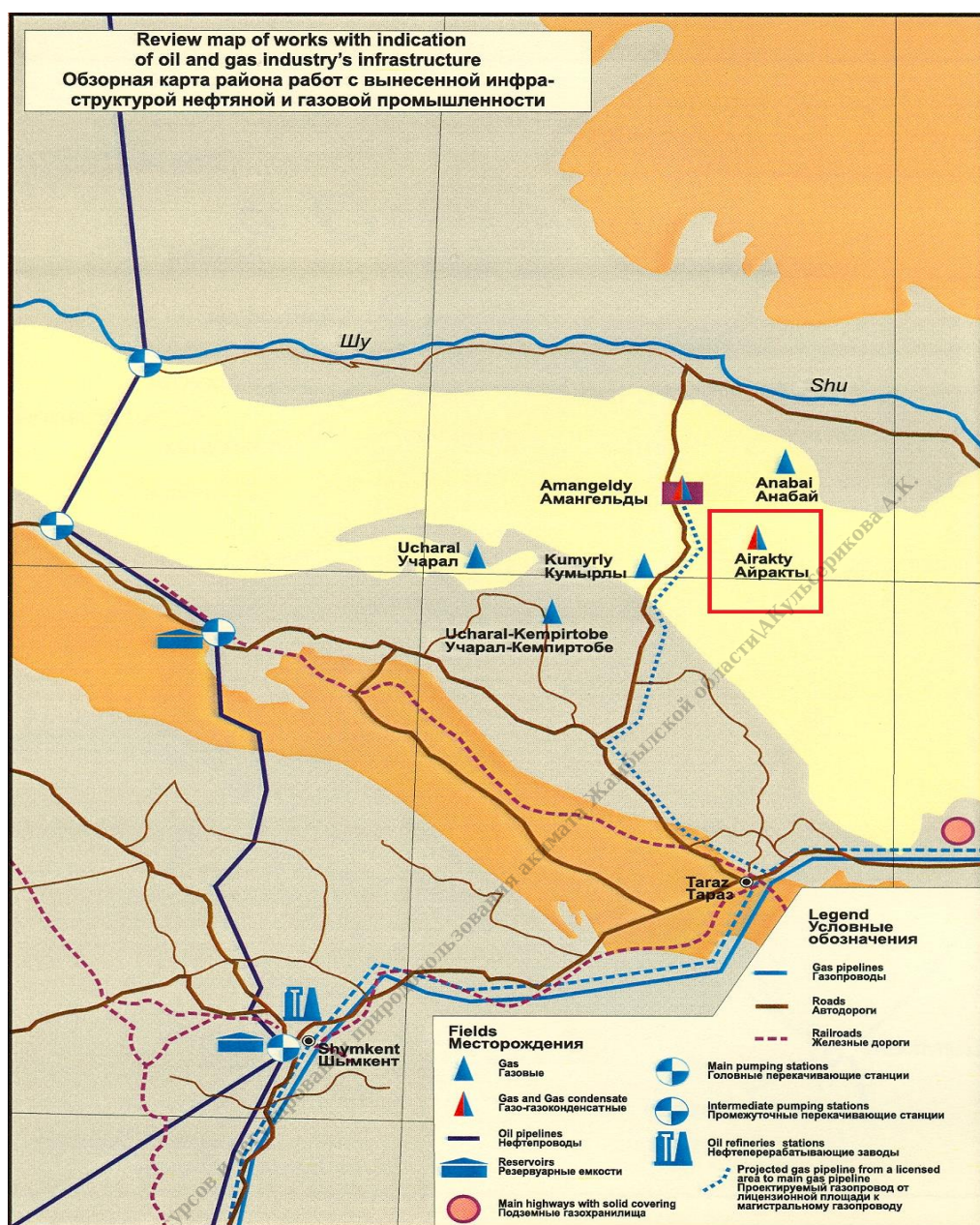


Рис.1.1 – Обзорная карта

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Геологическое строение месторождения и газоносность

В строении разреза месторождения Айракты, расположенного в Мойынкумском прогибе Чу-Сарысуйской впадины, участвуют три резко отличных друг от друга структурных этажа: нижний – складчатый фундамент, средний – квазиплатформенный, верхний – платформенный.

Фундамент слагают метаморфические породы протерозоя и интенсивно дислоцированные и интродуцированные толщи пород нижнего палеозоя.

Средний структурный этаж по отношению к нижнему является наложенным и сложен образованиями девона, карбона и перми.

Верхний структурный этаж сложен полого залегающими верхнемеловыми, палеогеновыми, неогеновыми и четвертичными отложениями с мезозойской корой выветривания в основании.

Самой нижней частью разреза, вскрытой пробуренными на месторождении глубокими скважинами, является девонская секция. Коррелируемость разрезов скважин по каротажным материалам хорошая.

Палеозойская эратема – PZ

Девонская система – D

Нижний-средний отделы – D₁₋₂

Отложения девонской системы нижний-средний отделы относятся к фундаменту и вскрыты в скважине 1 в интервале 2695-2751 м и представлены красноцветными конгломератами, крупнообломочной брекчией гранит-порфиров, сланцев, аргиллитов, песчаников и алевролитов, крепкоцементированных кремнисто-железистым цементом. Перекрываются маломощной корой выветривания.

Вскрытая толщина 56 м.

Верхний отдел – D₃

Фаменский ярус (D_{3fm})

Отложения вскрыты в скважине 1 и представлены красноцветными неотсортированными, грубо-мелкозернистыми песчаниками и гравелитами.

В верхней части разреза преобладают мелкозернистые песчаники темно-серой окраски с включениями редких прослоек аргиллита и ангидрита.

Нижняя часть разреза представлена гравелитами с размером обломков 1-3 мм, кварцевого состава и полуокатанной формы. Толщина грубозернистой пачки 54 м. Цементирующей массой являются алевролиты, аргиллиты с примесью ангидрита.

Вскрытая толщина отложений составляет 253 м.

Каменноугольная система – С

Отложения каменноугольной системы представлены нижним и средним-верхним отделами.

Нижний отдел – С_I

Нижнекаменноугольные образования включают в себя турнейский, визейский и серпуховский ярусы.

Турнейский ярус (С_{It})

Разрез представлен переслаиванием серых и пестроокрашенных песчаников, темно-серых, чисто углистых аргиллитов и алевролитов.

Песчаники коричневые, темно-коричневые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, на глинистом цементе, слабокарбонатные и кремненые.

Встречаются обломки коричневых аргиллитов.

Алевролиты и аргиллиты коричневые, прослоями зеленоватые, пятнистые, с включениями обуглившегося детрита и округлыми зелеными пятнами, с восстановленным железом в цементе. В породе повсеместно встречаются гнезда ангидрита и пирит.

Толщина турнейских отложений 297 м.

Визейский ярус (С_{IV})

Самая нижняя часть разреза, относимая к *нижневизейскому подъярису (С_{IV1})*, сложена переслаивающимися пластами песчаников, алевролитов и аргиллитов. В основании разреза встречаются прослой углей и углистых аргиллитов.

Песчаники серые, бурые, мелко – среднезернистые, кварц-полевошпатовые, на глинистом и слабокарбонатном цементе.

Аргиллиты и алевролиты темно-серые, слабоизвестковистые, кремненые, пиритизированные.

К пластам песчаников в сводовой части структуры приурочена газовая залежь.

Толщина нижневизейских отложений колеблется от 72 м (скважина 101) до 91 м (скважина 102).

В отложениях нижневизейского яруса установлены продуктивные горизонты С_{IV1}-А и С_{IV1}-Б.

Средне-верхневизейские подъярусы (С_{IV2-3}) представлены известняками серыми, темно-серыми, пелитоморфными, плотными, массивными, кремненными с редкими прослоями черных, тонкослоистых аргиллитов и ангидритов. Повсеместно встречаются желваки ангидритов, они приурочены к нижней части разреза и к прослойкам аргиллитов.

В основании средне-верхневизейского разреза имеется маркирующий слой ангидрита толщиной 5-6м.

Толщина средне-верхневизейских отложений варьирует от 309 м (скважина 3) до 326 м (скважина 11) и увеличивается в северном направлении.

Регионально к кровле нижневизейского яруса приурочен отражающий горизонт III, а к подошве верхневизейского яруса – отражающий горизонт III_d.

Серпуховский ярус (C_{1sr})

Разрез представлен темно-серыми, серыми, мелкозернистыми песчаниками, аргиллитами, известняками и мергелями, тонко переслаивающимися между собой.

Известняки серые, темно-серые, плотные, массивные, окремненные, с многочисленной фауной.

Аргиллиты темно-серые, зеленоватые, известковистые, с многочисленными желваками ангидрита и гнездами пирита.

Породы сильно ангидритизированы, а мергелистые пропластки доломитизированы. Песчано-алевритовые породы плотно сцементированы сульфатно-карбонатным материалом.

В отложениях серпуховского яруса установлен продуктивный горизонт C_{1sr}.

Толщина серпуховских отложений колеблется от 148 м (скважина 104) до 177 м (скважина 2).

К кровле данного яруса приурочен отражающий горизонт III_k.

Средний-верхний отделы – C₂₋₃

В основании среднего карбона залегает переходная пачка пестроцветных аргиллитов, алевролитов, мергелей с прослойками песчаника (уровень башкирского яруса), на котором с незначительным размывом и скрытым угловым несогласием залегают красноцветные отложения, относимые к среднему-верхнему карбону. Толща среднего-верхнего карбона литологически сложена песчаниками и алевролитами с редкими косыми, тонкими линзами аргиллитов темно-коричневой окраски.

Среди алевролитов часты включения рассеянных желваков ангидрита.

Толщина отложений среднего-верхнего отделов меняется от 324 м (скважина 107) до 369 м (скважина 102).

Пермская система – P

Отложения пермского возраста представлены двумя отделами – нижним и верхним, которые резко отличаются по своим литологическим характеристикам.

Нижний отдел – P₁

Нижний отдел разделяется на три толщи: нижняя – соленосно-глинистая толща, средняя – песчано-глинистая и верхняя соленосная – переслаивание терригенных отложений с прослоями галита.

Нижняя – соленосно-глинистая толща залегает согласно на подстилающих отложениях и представлена красно-бурыми аргиллитами с частыми маломощными прослойками алевролитов, каменной соли. Вся толща сильно засоленена и порой на крыльях структуры переходит в глинисто-соленосную толщу (скважины №№ 3, 10). В разрезе частично присутствуют и сероцветные аргиллиты и сульфатизированные известковисто-глинистые породы, которые характерны для более глубоководной и восстановительной среды.

Средняя – песчано-глинистая толща представлена переслаиванием аргиллитов и мелкозернистых песчаников. На всей площади в этой толще четко прослеживаются три литологически близкие пачки. Верхняя и нижняя пачки более глинистые, песчаные разности присутствуют в виде микрослоев. Средняя пачка более песчаная.

Верхняя – соленосная толща представлена переслаиванием каменной соли, тонкослоистых, плотных аргиллитов с обилием включений сульфатов по прожилкам и трещинам и ангидритов красновато-коричневых, плотных, окремненных, на глинисто-сульфатном и галитовом цементе.

Толщина нижнепермских отложений изменяется от 568 м до 818 м.

Регионально выделяются отражающие горизонты Па и I-P, которые связаны с подошвой и размытой поверхностью нижнепермских отложений.

Верхний отдел – P₂

Толща верхней перми на подстилающих породах залегает с разрывом и резким угловым несогласием и представлена переслаиванием коричнево-красных, плотных, тонкослоистых алевролитов и песчаников на глинисто-сульфатном цементе. Нижняя часть разреза характеризуется многочисленными мелкими кристаллами ангидрита, а верхняя – гнездами и тонкими прослоями белого волокнистого гипса.

Толщина верхнепермских отложений изменяется от 292 м до 473 м.

Мезозойская-кайнозойская эратемы – MZ-KZ

Мезозойско-кайнозойские отложения перекрывают чехлом всю площадь месторождения с угловым несогласием.

Данный комплекс представлен верхнемеловыми и палеоген-четвертичными отложениями. Первые из них сложены зеленовато-серыми глинами и алевролитами с редкими пластами песчаников, которые вверх по разрезу сменяются на красноцветные и сероцветные разности. Палеоген-неогеновые и четвертичные осадки представлены песчаниками, глинами, суглинками, пестроцветной окраски.

Толщина отложений колеблется от 280 м до 340 м.

2.1.1 Тектоника

Месторождение Айракты в тектоническом отношении расположено в юго-восточной части Миштинского прогиба, Моюнкумской впадины, являющейся структурой II порядка в северо-восточной части Шу-Сарысуйской депрессии. Последняя в современном структурном плане представляет собой наложенную межгорную впадину, расположенную в зоне Казахстанского микроконтинента с Каратоуско-Тяньшаньской орогенной системой и протягивающуюся от предгорий Северного Тянь-Шаня до запада Центрального Казахстана (рис. 2.1.1).

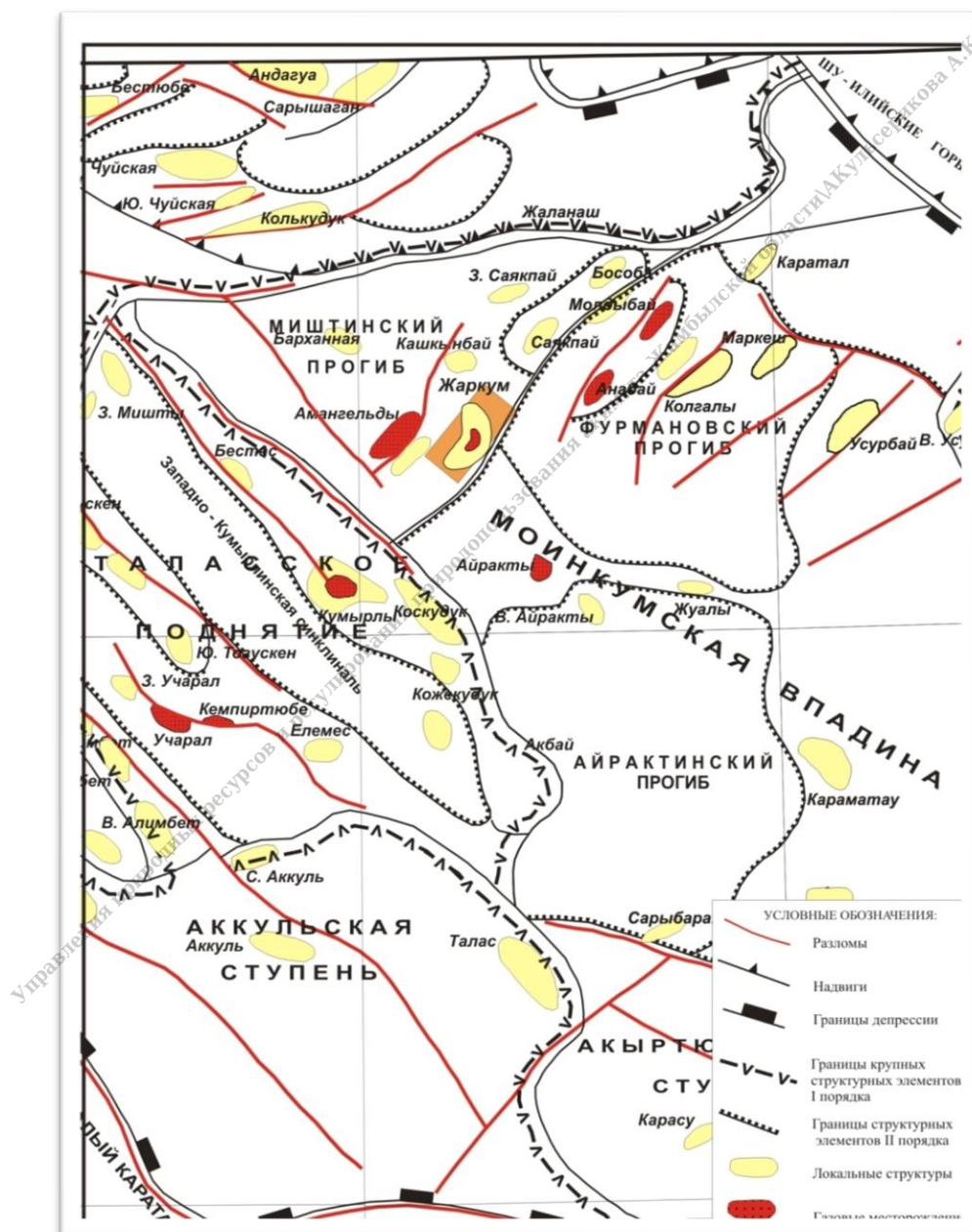


Рис. 2.1.1 - Структурно-тектоническая схема Моюнкумской впадины
(Составил Давыдов Н.Г., 2005 г.)

Мойынкумский прогиб с северо-запада ограничен Чуйским выступом, с юго-востока – Курагатинским структурным носом. На юго-западе граница прогиба проходит по

Таласскому поднятию, а на северо–востоке – вдоль Шу-Илийских гор, точнее по Каракольскому разлому, отделяющему прогиб от погребенного продолжения хр. Кендыктас.

Мойынкумский прогиб хорошо выделяется по геофизическим материалам, вытянут в северо–западном направлении, длина его составляет около 250 км, ширина до 50 км. В центральной, наиболее погруженной его части, на так называемом Мойынкумском валу, пробурена глубокая скв. 6-Г, которая, пройдя 2000 м по пермским соленосным породам, на глубине 2760 м вскрыла отложения низов среднего карбона – верхов нижнего карбона.

Судя по геофизическим материалам, Мойынкумский прогиб в фундаменте представляет собой крупный резко опущенный блок, ограниченный со всех сторон разломами и разбитый в свою очередь на более мелкие блоки, смещённые относительно друг друга. Глубина залегания эффузивных образований нижнего – среднего девона составляет около 4000 м. К разломам в фундаменте местами приурочены интрузии гранитоидов, устанавливаемые по геофизическим материалам. Во внутренней части Мойынкумского прогиба в фундаменте выделены два относительно приподнятых блока – Коскудук – Нарбайский на юго – западе и Мойынкумский - в центральной части прогиба. К северо – востоку от этих блоков фундамент по разломам северо – западного направления ступенчато воздымается. Основными структурными элементами Мойынкумского прогиба являются Восточно- Мойынкумская моноклираль на юго-востоке, Фурмановская и Айрактинская мульды в центральной части и Миштинская мульда в западной части.

2008 г. ТОО «Казахской геофизической компанией» были проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2Д и построены структурные карты масштаба 1:25000 по основным отражающим горизонтам [16]. По полученным структурным картам строение месторождения по подошве нижневизейских отложений представляло собой антиклинальную складку со сводом в районе скважины № 1 По замыкающей изогипсе - 1890 м размеры складки 10х5 км, амплитуда порядка 70 м (рис.2.1.2).

На месторождении Айракты в 2016 г. с целью детального изучения и уточнения геологического строения компанией ТОО «Геоком LTD» были проведены полевые сейсморазведочные работы в объеме 93,08 км², обработка и интерпретация полевого материала выполнена компанией ТОО - «Profesional Geo Solutions Kazakhstan» в 2017г. [21]. По результатам геолого-геофизического материала уточнена геологическая модель месторождения, выявлен ряд малоамплитудных нарушений в северной, центральной и западной частях структуры, построены структурные карты в масштабе 1:25 000 по отражающим горизонтам:

- I-P (подошва надсолевых отложений верхней перми);

- Па (кровля подсолевых отложений нижней перми);
- IIIк (кровля карбонатов серпуховского яруса);
- IIIд (подошва верхневизейских отложений);
- III (кровля нижневизейских отложений);
- IV (подошва турнейских отложений).

В 2020 г. был составлен отчет «Проведение повторной переинтерпретации материалов сейсморазведочных работ и синхронной инверсии сейсмических данных месторождения Айракты» (ООО - «Profesional Geo Solutions Kazakhstan») с целью обнаружения неантиклинальных ловушек УВ в терригенных коллекторах, выделения перспективных участков с учетом новых пробуренных скважин 101 – 107. [23].

Ниже рассмотрим современный структурный план месторождения Айракты по отражающим горизонтам.

Отражающий горизонт I-P характеризует строение подошвы надсолевых отложений или кровли сульфатно-терригенных отложений верхней перми (графическое прил. 6).

Сводовая часть поднятия Айракты по поверхности данного отражающего горизонта имеет небольшую амплитуду и незначительный размер по сравнению с нижележащими отложениями. Двухсводовая брахианتيклиналь оконтуривается изогипсой -330 м, на севере выходит за пределы контрактной территории. Амплитуда поднятия в центральной части - 10 м, на севере достигает 20 м.

Отражающий горизонт Па приурочен к кровле подсолевых отложений нижней перми (графическое приложение 7). Поверхность этого горизонта характеризует строение пермского комплекса.

По поверхности этого отражающего горизонта структура представляет собой двусводовую брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания. Тектонические нарушения отмечаются в северной части (f/1, f/2 - два нарушения северо-западного простирания) и центральной (F₂ – непротивоположное в своде структуры – северо-восточного простирания).

Основной свод оконтуривается изогипсой -750 м с минимальной отметкой в своде - 700 м. Амплитуда поднятия -50 м. Северный свод, также оконтуривается изогипсой -750 м, выходит за пределы контрактной территории и границы сейсмики 3Д.

Отражающий горизонт IIIк приурочен к поверхности кровли карбонатов серпуховского яруса и вскрыты всеми глубокими скважинами (графическое приложение 8). В разрезе этих отложений выделен продуктивный горизонт C_{1sr}. По кровле серпуховских отложений структура представлена двусводовым поднятием, наиболее четко выделяется

основной свод, северный свод выходит за пределы контрактной территории и отделяется от основного широтным тектоническим нарушением F_1 .

Свод структуры расположен в районе скважины 1, оконтуривается изогипсой -1300 м, минимальная отметка в своде составляет -1230 м, амплитуда поднятия 70 м.

Отражающий горизонт III_d приурочен подошве верхневизейских отложений (графическое приложение 9). По поверхности данного отражающего горизонта видно, что структура в целом повторяет строение выше залегающего горизонта.

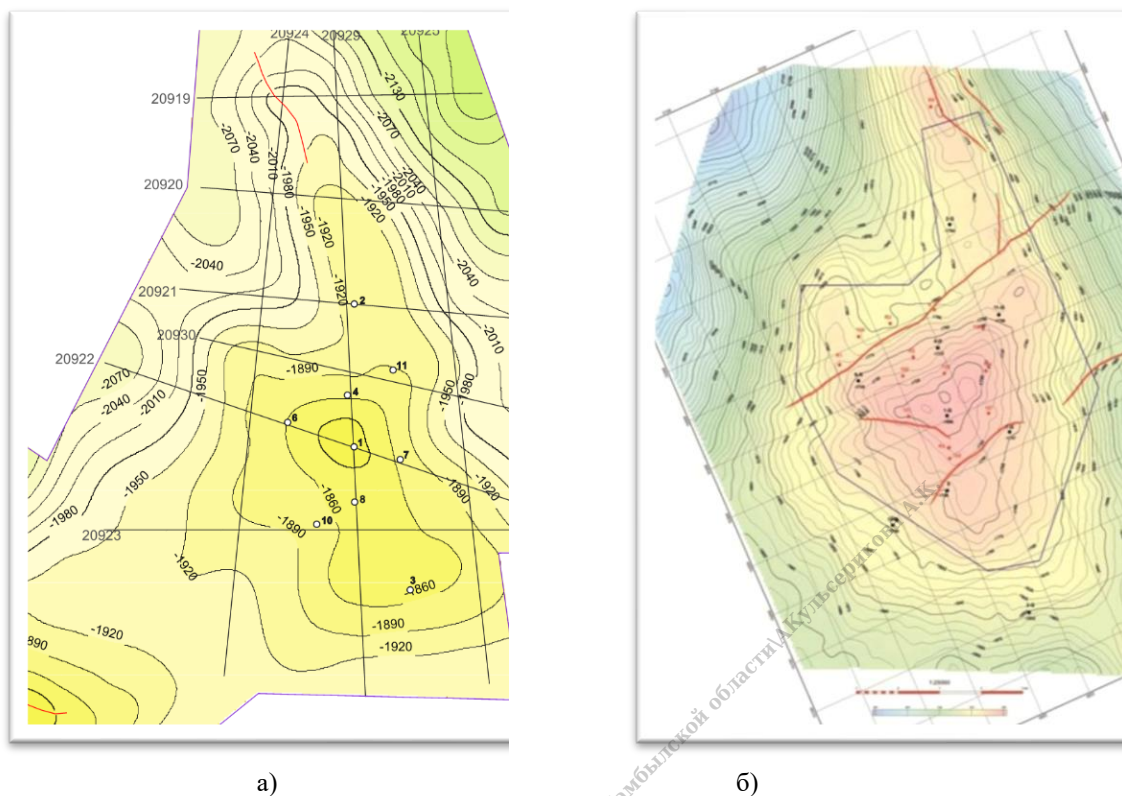
Структура выделяется как антиклиналь субмеридионального простирания, осложненная тектоническими нарушениями. Свод оконтуривается изогипсой -1620 м. Минимальная отметка в своде составляет -1540 м. Амплитуда поднятия - 80 м.

Отражающий горизонт III приурочен к кровле нижневизейских отложений (графическое приложение № 10). В разрезе этих отложений выделен продуктивный горизонт C1v1, внутри которого выделены две пачки А и Б, с которыми связаны газовые залежи.

По поверхности III отражающего горизонта структура Айракты выделяется как двусводовая антиклиналь субмеридионального простирания, северный свод выходит за пределы контрактной территории, оконтуривается изогипсой -1790 м, в его пределах нет пробуренных скважин.

Основной свод также оконтуривается изогипсой -1790 м, с минимальными отметками -1690 м, высота поднятия 100 м. Размер по большой и малой оси структуры составляет 6,6х4,2 км. Антиклиналь осложнена тектоническими нарушениями F_1 , F_2 , F_3 и f_2 .

На рисунке 2.1.2 приведены структурные карты по отражающему горизонту III (кровля нижневизейских продуктивных отложений) полученные по результатам интерпретации МОГТ 2Д - 2008 г. и переинтерпретации МОГТ 3Д - 2020 г. При сопоставлении видно, что форма и размеры структуры практически не изменились, отличительной особенностью является наличие малоамплитудных тектонических нарушений, выделенных при интерпретации сейсмики 3Д в 2020 г.



а) б)
Рис 2.1.2 - а) Структурная карта по отражающему горизонту III – 2008 г.,
б) Структурная карта по отражающему горизонту III – 2020 г.
(кровля нижневизейских отложений)

Отражающий горизонт IV приурочен к подошвенной части турнейских отложений (графическое приложение 11).

По структурной карте по данному отражающему горизонту Айракты представляет собой двусводовую брахиантиклиналь оконтуривающуюся изогипсой -2160 м, своды оконтуриваются изогипсой -2150 м. Северный свод выходит за пределы контрактной территории.

Основной свод имеет размеры 8,3х4,5 км по изогипсе -2150 м, осложнен тектоническими нарушениями. Структурный план соответствует структурному плану по вышележащим отложениям, что хорошо видно на сейсмических профилях. (граф. прил. 12, 13, 14)

2.1.2 Газоносность

Газоносность месторождения Айракты установлена в турнейских, нижневизейских, серпуховских и пермских терригенных отложениях.

Первооткрывательницей месторождения является поисковая скважина 1, в которой в 1972 г. при опробовании турнейских и нижневизейских отложений были получены промышленные притоки газа. По серпуховскому горизонту продуктивность установлена в скважине 8, в которой при опробовании (после ГРП) был получен приток газа дебитом 6,5

тыс.м³/сут. Наличие скопления газа в пермском горизонте первоначально установлено в процессе бурения скважины 2, давшей газопроявление (выброс газа) при забое 813 м.

В 1981 г. был первый подсчет запасов и в ГКЗ были утверждены запасы по залежам пермской и нижневизейской, а по турнейской учтены не были, из за небольших размеров залежи.

В 2017 г. проведена обработка и интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д компанией ТОО «Profesional Geo Solutions Kazakhstan», а в 2020 г. с учетом новых эксплуатационных скважин была проведена переинтерпретация сеймики 3Д, была уточнена геологическая модель месторождения, выявлен ряд малоамплитудных нарушений, которые делят структуру на блоки.

По результатам опробования и характеристики пластов по ГИС на месторождении установлены продуктивные залежи, приуроченные к пермским, серпуховским и нижневизейским отложениям. В свою очередь в нижневизейском горизонте выделяются две пачки (А и Б), с которыми связаны одноименные залежи (C_{1v1}-А, C_{1v1}-Б).

Выявленные залежи, имеют самостоятельные газоводяные контакты. При обосновании контактов использовались результаты опробования и сведения по добычи скважин, оценка характера насыщения коллекторов по комплексу геолого-геофизических исследований скважин.

На основе переинтепретации сеймики 3Д, в 2021 г. проведен пересчет запасов газа, конденсата и попутных компонентов по нижневизейскому (C_{1v1}) и серпуховскому (C_{1sr}) горизонтам. По турнейскому и пермскому горизонтам залежи как объекты подсчета не выделялись.

В рамках настоящего подсчета по результатам сейсморазведочных работ, проведенных после ПЗ-1981г., и бурению 10 скважин, уточнено геологическое строение пермского горизонта, произведена переинтерпретация материалов ГИС всех пробуренных скважин.

Литологический, минералогический состав и ФЭС пород-коллекторов охарактеризованы анализами керна и ГИС. Продуктивность коллекторов подтверждена данными опробования и добычи.

Границами площади залежей является внешний контур продуктивности контакта ГВК и литологические замещения.

Ниже приводится описание строения залежей газа и обоснование газоводяных контактов.

Пермский горизонт вскрыт всеми скважинами, в том числе структурными скважинами 506-515. В скважинах 506, 507, 509, 511, 512, 513, 2, 11, 105, ОЦ-1 и ОЦ-2 по

результатам интерпретации материалов ГИС выделены газонасыщенные коллектора. В скважинах 6, 8, 101, 102, 103, 104, 106, 107, 108 коллекторы замещены непроницаемыми породами.

В поисково-разведочных скважинах 508, 510, 514, 515, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 10 проведен ограниченный комплекс ГИС, который не позволяет выделить коллекторы.

Залежь приурочена к брахиантиклинальной структуре субмеридионального простирания, в центральной части которой прослеживаются глубинные разломы f_1 и f_2 северо-восточного простирания.

По типу резервуара залежь, литологически ограниченная непроницаемыми породами.

Литологически горизонт представлен маломощными прослоями песчаников, в кровельной части перекрытыми соленосной толщей, в подошвенной подстилающимися глинистыми, сульфатизированными аргиллитами.

В пределах горизонта опробование проведено в 5 обсаженных скважинах и в открытом стволе 8 структурных скважин.

Продуктивность горизонта доказана опробованием и получением притоков газа в 9 скважинах, из них в скважинах 7, 10, 11, 511, 512, 513, 506 получены непромышленные притоки газа.

В результате опробования скважины 2 в интервале 810-815, 826-843, 846-853 м получен приток газа дебитом 10,7 тыс.м³/сут. В 2023г в скважине 2 выполнен ГИС-к подтвердивший продуктивность в интервале пермского горизонта.

При испытании в открытом стволе структурной скважины 507 в интервале 785-910 м был получен приток газа дебитом 125,98 тыс. м³/сут.

При испытании в открытом стволе структурной скважины 509 в интервале 806-1000 м был получен приток газа дебитом 128,1 тыс. м³/сут.

При опробовании скважины ОЦ-1 после ГРП получен промышленный приток газа дебитом $Q^{11}=67,1$ тыс.м³/сут.

Исходя из вышеизложенного, максимальные притоки газа получены в присводовой части северной переклинали структуры.

Площадь газоносности продуктивного горизонта 3488 тыс.м².

Серпуховский горизонт в основном, заглинизирован, только в единичных скважинах, выделяются пласты-коллекторы. В скважинах 8 и 107, коллекторы газонасыщенные.

В скважине 8 по данным ГИС пласты-коллекторы выделены до отметки -1419,4 м, в скважине 107 по данным ГИС подошва продуктивного пласта отмечается на отметке -1388,8 м.

Таким образом, ГВК принят на отметке -1419,4 м по подошве газонасыщенного пласта в скважине 8.

В 2013 г. при опробовании скважины 8 совместно с верхневизейским горизонтом в интервале 2074-2088м, 1791-1783м, 1780-1775м, 1772-1769м (-1706-1720, -1423-1415, -1412-1407, -1404-1401м) был получен слабый приток газа. В июле 2014 года в качестве метода интенсификации притока в скважине применен гидравлический разрыв пласта (ГРП), в результате получен приток газа дебитом 6,5 тыс.м³/сут через 5 мм штуцер.

В 2021 г. в скважине 107 при опробовании пласта в интервале 1685,0-1688,0м, 1706,0-1710,0м, 1713,5-1717,5м, 1758,0-1766,0м (-1306,6-1309,6, -1327,6-1331,6, -1335,1-1339,1, -1379,6-1387,6м) был получен не промышленный приток газа.

Залежь C_{1v1} по типу резервуара является литологической, линзовидного типа. Площадь залежи составляет 3071 тыс.м².

Нижневизейский продуктивный горизонт. Залежь C_{1v1} с учётом литологической характеристики и характера насыщения коллекторов разделена на две пачки: C_{1v1-A} и C_{1v1-B} . Пачки «А» и «Б» разделены флюидоупорным пластом непроницаемых пород средней толщиной 10 м. Также в скважине 2, по результатам интерпретации материалов ГИС, выделены водонасыщенные коллекторы с отметки -1812,6 м, расположенные гипсометрически выше подошвы газонасыщенных коллекторов в скважинах ОЦ-2 (-1818,4 м) и 102 (-1819,5).

Залежь C_{1v1-A}

В пределах горизонта выявлены два поднятия в северной и центральной части, разделенные межсводовым прогибом. К северному поднятию приурочена газоконденсатная залежь, вскрытая скважинами 2 и ОЦ-2, которая имеет сравнительно небольшие размеры. К центральному своду приурочена основная газовая залежь, вскрытая остальными скважинами.

Залежь района скважин 2 и ОЦ-2.

В разрезе скважины ОЦ-2 по материалам ГИС выделяется пять продуктивных пластов-коллекторов общей толщиной 5,8 м, подошва газонасыщенного пласта находится на абсолютной отметке -1797,2 м.

При совместной перфорации с нижележащей залежью C_{1v1-B} интервалов 2158-2162м, 2163,5-2171м, 2174-2179м, 2187-2193м, в скважине ОЦ-2 получен приток газа с первоначальным дебитом 54 тыс. м³/сут.

В разрезе скважины 2 по материалам ГИС выделяется один газонасыщенный пласт-коллектор толщиной 3,0 м и 2 водонасыщенных коллектора суммарной толщиной 2,5 м. В 1972 г. скважина была опробована, в результате получен слабый непромышленный приток газа и воды.

ГВК в этом районе принят по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 2 на отметке -1808,2 м.

Залежь по типу резервуара является пластово-сводовой. Площадь залежи составляет 2674 тыс.м².

Основная залежь района скважин 1, 4, 6Г, 7, 8, 11, 101-108.

Залежь вскрыта 14 скважинами, в разрезах которых вскрыты газонасыщенные коллекторы мощностью от 1,8 м (скв. 8) до 22,8 м (скв. 104). Продуктивность залежи доказана опробованием 13 скважин.

В период 1973-1975гг. в скважинах 1, 6Г и 11 при совместном опробовании с залежью C_1V_1-B получили промышленные притоки газа с дебитом 21,2 тыс. м³/сут, 10 тыс. м³/сут и 8,27 тыс.м³/сут соответственно.

Скважина 4 в январе 1980 г. опробована совместно с залежью C_1V_1-B в интервале 2104 - 2223 м (-1730,9 -1849,9м), в результате получили на устье слабое выделение газа. Позже в марте месяце 1980 г при опробовании в интервале 2092 - 2137 м (-1718,9 -1763,9 м) получили слабый приток газа. Затем в период 11.05-06.06.1980гг. провели гидропескоструйную перфорацию, но увеличение притока не наблюдалось. В том же году в июне месяце провели глинокислотную обработку, но приток не увеличился. В период 17.04-26.04.2011 гг. при опробовании в интервале 2092-2135м (-1718,9 -1761,9 м) получен незначительный выход газа с водой.

Скважина 7 в июле 1974 г. опробована совместно с залежью C_1V_1-B в интервале 2136-2140м, 2154-2166м (-1758,7-1762,7м, -1776,7-1788,7м), в результате получили на устье слабое выделение газа. В том же году в августе месяце провели дострел в интервале 2128-2136м, 2150-2156м, 2165-2170м (-1750,7-1758,8м, -1772,7-1778,7м, -1787,7-1792,7м), но положительных результатов не получили.

В период 2017-2020 гг. в эксплуатационных скважинах 101, 103, 104, 105 и 106 при совместном опробовании с залежью C_1V_1-B были получены промышленные притоки газа.

В январе 2018 г. в скважине 102 при совместном опробовании с нижележащей залежью C_1V_1-B из интервалов 2130-2134м, 2143-2148м, 2154-2161м, 2163-2169м, 2183-2190м (-1759,8-1763,8м, -1772,8-1777,8м, -1783,8-1790,8м, -1792,8-1798,8м, -1812,8-1819,8м) получен приток газа с первоначальным дебитом 52,7 тыс.м³/сут.

Скважина 8 в октябре 2013 г. опробована совместно с залежью $C_{IV}-B$ в интервале 2120-2134 м, 2144-2158м (-1752-1766м, -1776-1790м), в результате получили приток воды плотностью 1,09 г/см³, вероятно технической.

В скважине 107 при совместном опробовании с нижележащей залежью $C_{IV}-B$ из интервалов 2101-2105м, 2110-2113м, 2114-2119м (-1722,5 -1726,5м, -1731,5 -1734,5м, -1735,5 -1740,5м) получили приток пластовой воды со слабым притоком газа

Условный ГВК принят по самой низкой отметке газонасыщенного пласта -1790,7 м в скважине 102.

Залежь по типу резервуара является пластово-сводовой, литологически ограниченной.

Площадь залежи составляет 17919 тыс.м².

Структура горизонта $C_{IV}-B$ характеризуется наследственным типом развития и, аналогично вышележащему горизонту, включает два поднятия, расположенные в северной и центральной частях и разделенные прогибом.

Северное поднятие связано с газоконденсатной залежью, вскрытой скважиной ОЦ-2, имеющей ограниченные размеры. Центральное поднятие связано с основной газовой залежью, вскрытой 13 скважинами.

Залежь района скважины ОЦ-2.

В разрезе скважины ОЦ-2 по материалам ГИС выделяется 3 продуктивных пластов-коллекторов общей толщиной 3,2 м, подошва газонасыщенного пласта находится на абсолютной отметке -1818,4 м.

При совместном опробовании с вышележащей залежью из интервалов 2158-2162м, 2163,5-2171м, 2174-2179м, 2187-2193м, в скважине ОЦ-2 получен приток газа с первоначальным дебитом 54 тыс. м³/сут.

При опробовании в скважине 2 из интервала 2178-2191 м (-1823-1836м) получили приток воды. По комплексу ГИС водонасыщенный пласт фиксируется с отметки -1829,4 м.

ГВК в районе скважины ОЦ-2 принят на отметке -1818,4 м по подошве продуктивного пласта.

Залежь по типу резервуара является пластово-сводовой. Площадь залежи составляет 2088 тыс.м².

Основная залежь района скважин 1, 4, 6Г, 7, 11, 101-108.

Залежь вскрыта 13 скважинами, в разрезах которых вскрыты газонасыщенные коллекторы мощностью от 0,8 м (скв. 11) до 16,4 м (скв. 1).

В скважине 8, по результатам переинтерпретации ГИС, пласт замещен непроницаемыми породами.

Продуктивность залежи доказана опробованием 13 скважин. В скважинах: 1, 4, 6Г, 7, 11, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 10, 108, как отмечено выше, *проведено* совместное опробование с вышележащим горизонтом C1v1-Б, где получены притоки газа.

Залежь по типу резервуара является пластово-сводовой, литологически ограниченной.

Условный ГВК принят по самой низкой отметке газонасыщенного пласта -1819,5 м в скважине 102.

Площадь залежи составляет 15493 тыс.м².

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Промыслово-геофизические исследования выполнены во всех 30 скважинах, пробуренных на месторождении Айракты.

В данном разделе приводятся результаты статистических обработок полученных значений толщин, емкостно-фильтрационных свойств и нефтенасыщенности коллекторов по данным ГИС и керну, а также коэффициентов неоднородности продуктивных горизонтов.

Характеристика общих, эффективных, газонасыщенных толщин коллекторов по залежам месторождения представлена в таблице 2.2.1.

Показатели неоднородности пластовых резервуаров, с которым связаны залежи, коэффициенты распространения коллекторов, песчанистости и расчлененности продуктивного разреза, приведены в таблице 2.2.2.

Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов представлены в таблице 2.2.3.

Пермский ярус Рс

Общая толщина горизонта в среднем составляет 42,6 м, и изменяясь от 30 м (скв. №1) до 52 м (скв. №3 и №4).

Эффективная и газонасыщенная толщина продуктивного горизонта колеблется от 3,8 до 17,3 в среднем 9,0 м. Количество пропластков варьирует от 2 до 10, коэффициент песчанистости изменяется от 0,097 до 0,417.

Пермский ярус представлен керном из семи скважин (№№8,11,108,506,507, Оц-1, Оц-2). По результатам лабораторных исследований образцов керна среднее значение пористости составляет 0,13 доли ед., проницаемость – 23,90 мД.

По данным ГИС средняя пористость равна 0,14 доли ед, изменяясь от 0,11 до 0,22 доли ед., нефтенасыщенность варьирует от 0,40–0,84 доли ед., в среднем – 0,68 доли ед.

Серпуховский ярус, C1s

Общая толщина горизонта в среднем составляет 33,3 м, эффективная толщина колеблется от 2,8 до 7,9 в среднем 5,3 м, газонасыщенная 5,3 м. Количество пропластков варьирует от 2 до 6, коэффициент песчанистости изменяется от 0,081 до 0,245.

Серпуховский ярус представлен керном отобранном из трех скважин №8 и №108 и Оц-2. По результатам лабораторных исследований образцов керна среднее значение пористости равно 0,11 доли ед., проницаемости – 11,60 мД.

По данным ГИС средняя пористость составила 0,15 доли ед, меняясь от 0,10 до 0,19 доли ед., нефтенасыщенность варьирует в интервале 0,53–0,86 доли ед., в среднем составляет 0,72 доли ед.

Нижневизеский подъярус C_{iv1}-А

Общая толщина горизонта в среднем составляет 28,8 м, и изменяясь от 20 м (скв. ОЦ-2) до 36 м (скв. №10).

Эффективная толщина продуктивного горизонта колеблется от 1,8 до 22,8 в среднем 7,1 м, газонасыщенная толщина по пласту в среднем составил 7,1 м. Количество пропластков варьирует от 1 до 6, коэффициент песчанистости изменяется от 0,064 до 0,650.

Керн представлен отложениями переслаивающихся песчаников, алевролитов и аргиллитов, освещен керном из 14 скважин (№№2, 3, 4, 6, 8, 10, 11, 102-108). По результатам лабораторных исследований образцов керна среднее значение пористости составляет 0,15 доли ед., проницаемость – 3,5 мД.

По данным ГИС средняя пористость равна 0,16 доли ед, изменяясь от 0,11 до 0,29 доли ед., нефтенасыщенность варьирует от 0,40–0,82 доли ед., в среднем – 0,61 доли ед.

Нижневизеский подъярус C_{iv1}-Б

Общая толщина горизонта в среднем составляет 27,9 м, и изменяясь от 12,8 м (скв. 107) до 35 м (скв. 105).

Эффективная толщина продуктивного горизонта колеблется от 0,8 до 16,4 в среднем 5,9 м, газонасыщенная толщина по пласту в среднем составил 5,8 м. Количество пропластков варьирует от 1 до 8, коэффициент песчанистости изменяется от 0,033 до 0,513.

Керн представлен отложениями переслаивающихся песчаников, алевролитов и аргиллитов, освещен керном из 14 скважин (№№2, 3, 4, 6, 8, 10, 11, 101-107). По результатам лабораторных исследований образцов керна среднее значение пористости составляет 0,14 доли ед., проницаемость – 7,81 мД.

По данным ГИС средняя пористость равна 0,14 доли ед, изменяясь от 0,11 до 0,25 доли ед., нефтенасыщенность варьирует от 0,41–0,80 доли ед., в среднем – 0,64 доли ед.

Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин пластов-коллекторов по залежам

Толщина, м	Наименование	Горизонт Рс		Горизонт C1sr		Горизонт C1v1-A		Горизонт C1v1-B	
Общая	Средняя, м	42,6		33,3		28,8		27,9	
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,205		0,034		0,139		0,195	
	Интервал изменения, м	30	52	32,2	34,5	20	36	12,8	35
Эффективная	Средняя, м	9,0		5,3		7,1		5,9	
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,130		0,481		0,697		0,392	
	Интервал изменения, м	3,8	17,3	2,8	7,9	1,8	22,8	0,8	16,4
Газонасыщенная	Средняя, м	9,0		5,3		7,1		5,8	
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,130		0,481		0,729		0,768	
	Интервал изменения, м	3,8	17,3	2,8	7,9	1,8	22,8	0,8	16,4
Водонасыщенная	Средняя, м	-		-		3,7		6,9	
	Коэффициент вариации, д.ед.	-		-		0,338		-	
	Интервал изменения, м	-	-	-	-	2,5	5	-	-

Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности

Гори- зонт	Кол- во скв.	Коэффициент песчанности, д.ед.			Коэффициент расчлененности				
		среднее значение	интервал изменения		коэффициент вариации	среднее значение	интервал изменения		коэффициент вариации
Рс	11	0,213	0,097	0,417	0,555	5,9	2	10	0,424
C1sr	2	0,163	0,081	0,245	0,503	4,0	2	6	0,500
C1v1-A	17	0,240	0,064	0,650	0,583	3,1	1	6	0,570
C1v1-B	15	0,204	0,033	0,513	0,635	3,2	1	8	0,500

Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности горизонта

Залежь	Метод определения	Наименования	Проницаемость, мД	Пористость, д.ед.	Нач.газонасыщенность, д.ед.
1	2	3	4	5	6
Пермский ярус Рс	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	7	7	-
		К-во определений, шт.	154	180	-
		Среднее значение	23,90	0,13	-
		Интервал изменения	1,0-290,62	11,4-18,1	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	11	11
		К-во определений, шт.	-	65	65
		Среднее значение	-	0,14	0,68
		Интервал изменения	-	0,11-0,22	0,40-0,84
	Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2	-	-
		К-во определений, шт.	3	-	-
		Среднее значение	10,46	-	-
		Интервал изменения	1,2-16,09	-	-
Серпуховский ярус C1sr	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	3	3	-
		К-во определений, шт.	108	109	-
		Среднее значение	11,60	0,11	-
		Интервал изменения	0,35-82,72	0,10-0,13	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	2	2
		К-во определений, шт.	-	8	8
		Среднее значение	-	0,15	0,72

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6
	Гидродинамические исследования скважин	Интервал изменения	-	0,10-0,19	0,53-0,86
		Количество скважин, шт.	1	-	-
		К-во определений, шт.	3	-	-
		Среднее значение	1,72	-	-
		Интервал изменения	0,02-5	-	-
Нижневизейский ярус C1v1-A	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	14	14	-
		К-во определений, шт.	433	533	-
		Среднее значение	3,5	0,15	-
		Интервал изменения	0,36-88	0,11-0,22	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	17	17
		К-во определений, шт.	-	53	53
		Среднее значение	-	0,16	0,61
		Интервал изменения	-	0,11-0,29	0,40-0,82
	Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-
		К-во определений, шт.	7	-	-
		Среднее значение	0,56	-	-
		Интервал изменения	0,17-2,54	-	-
Нижневизейский ярус C1v1-B	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	10	10	-
		К-во определений, шт.	277	420	-
		Среднее значение	7,81	0,14	-
		Интервал изменения	0,35-171,7	0,11-0,41	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	15	15
		К-во определений, шт.	-	48	48
		Среднее значение	-	0,14	0,64
		Интервал изменения	-	0,11-0,25	0,41-0,80
	Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	9	-	-
		К-во определений, шт.	52	-	-
		Среднее значение	0,27	-	-
		Интервал изменения	0,01-1,25	-	-

2.3 Состав и свойства газа, конденсата и пластовой воды

Для изучения газоконденсатной характеристики по месторождению Айракты было исследовано **30 проб** пластового флюида из скважин 1, 2, 4, 6Г, 8, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 108, 507, 509 и ОЦ-1. Из них после ПЗ-2021 г дополнительно отобрано 10 проб из 10 скважин 1, 2, 8, 102, 103, 104, 105, 106, 108, ОЦ-1.

По нижневизейской залежи исследована **23 пробы** пластового флюида из 9 скважин, **1 проба** по серпуховскому горизонту и **6 проб** по пермскому горизонту.

Пробы составлялись из поверхностных образцов газа сепарации и сырого конденсата, в соответствии с замеренным газоконденсатным фактором. По пробам определены основные свойства пластового газа и его состав.

По месторождению свойства и фракционный состав стабильного конденсата исследованы по 22 пробам из 12 скважин. Состав газа с устья скважин нижневизейской залежи исследован по **39 устьевым пробам** газа, состав газа серпуховского горизонта изучен по **3 устьевым пробам** газа из скважины 8, по **5 пробам** из 5 скважин пермского горизонта. Свойства сырого конденсата изучено по нижневизейской залежи **5 пробам** из 5 скважин.

Исследования газоконденсатной характеристики проведены в ТОО «КазТехГеостар», химический состав газа и конденсата с устья скважин определялся в лабораториях ЦХЛ ЮКТГУ, СредАзНИИГаза, ВНИГРИ и ВНИГНИ, ТОО «Stratum CER» (г.Актау) и в промысловой лаборатории ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz».

2.3.1 Газоконденсатная характеристика залежей

По пермскому залежи отобраны и проанализированы 6 проб из 4 скважин 2, 507, 509, ОЦ-1, из них 3 пробы исследованы в 1981 г., одна проба в 2023 г., одна в 2025 г. в скв ОЦ-1. Проба отобранная 2023 г. из скважины 2, где по сравнению с исследованиями 1981 г состав и свойства газа схожи со значениями нижневизейского горизонта. В связи с чем результаты исследований данной пробы не участвуют в усреднении значений состава и свойств пластового газа пермского горизонта. В пробах, отобранных в 2023 г. и 2025 г. потенциальное содержание конденсата не определены, возможно было выпадение конденсата в пласте.

Средние значения давление начала конденсации составили 1,5 МПа при пластовом давлении 10,5 МПа. Потенциальное содержание $C_{5+высш.}$ невысокое – 21,7 г/м³.

Ранее по серпуховскому горизонту газоконденсатные исследования не производились.

На дату отчета по серпуховскому горизонту исследована одна проба из скважины 8, давление начала конденсации составило 21,2 МПа при пластовом давлении 15,8 МПа. Плотность пластового газа в стандартных условиях равна 0,769 г/см³. Потенциальное содержание $C_{5+высш.}$ не определена. Однако исследования проводились при давлении 54,4 МПа, что в три раза превышает пластовое. В связи с этим давление начала конденсации оказалось значительно выше пластового. Это указывает на то, что проба была отобрана из двухфазного потока и является некондиционной

По нижневизейской залежи на дату составления отчета газоконденсатная характеристика изучалась по 23 пробам из скважин 1, 4, 6, 101, 102, 103, 104, 105, 106 и 108. Пластовый флюид составлялся из проб газа с устья и сырого конденсата с тестового сепаратора, которые загружались в ячейку PVT в соотношении, соответствующем замеренному газоконденсатному фактору, и доводились до термодинамических условий пласта. После этого проводились опыты контактной и дифференциальной конденсации.

По 10 пробам из скважин 1, 4, 102, 103, 104, 106 были определены низкие значения пластового давления, резко отличающиеся от результатов по остальным пробам. В пробах отобранных в скважине 108 определены плотность и вязкость газа, давления начала и максимальной конденсации не определены По данной причине результаты исследований

этих проб не включены в расчеты средних свойств пластового газа. Количество представительных проб составляет 11 проб из 7 скважин. Свойства пластового газа приведены в таблице 2.3.1.

В среднем по нижневизейской залежи давление начала конденсации составило 20,5 МПа при среднем пластовом давлении 27,1 МПа, что указывает на недонасыщенность пластового газа конденсатом. Давление максимальной конденсации равно 11,4 МПа. Средняя плотность пластового газа в стандартных условиях равна 0,824 г/см³, динамическая вязкость – 0,013 МПа. Потенциальное содержание $C_{5+высш.}$ невысокое – 35,8г/м³, газ низкоконденсатный. Коэффициент конденсатоотдачи при режиме эксплуатации на истощение по результатам расчетов составил 0,67 д.ед.

По всем пробам, кроме пробы скважины 108 был проведен опыт дифференциальной конденсации при пластовой температуре, наиболее близко моделирующий процесс разработки газоконденсатных залежей на режиме естественного истощения.

Полученные новые данные по нижневизейскому горизонту существенных изменений не внесли

2.3.2 Компонентный состав пластового газа, газа сепарации и сырого конденсата

Состав пластового газа определялся по 30 пробам из скважин 1, 2, 4, 6Г, 8, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 108, 507, 509, 512 и ОЦ-1. Из них 8 проб исследована из пермской, 1 проба из серпуховской залежей и 23 пробы из нижневизейской залежи. В пробах отобранных из скважин 108 и ОЦ-1 определены содержание гелия.

Компонентный состав пластового газа приведены в таблице 2.3.2.

Объемное содержание метана по пермскому горизонту составляет 52,55%, этана – 4,32%, среднее содержание гелия – 0,26%. Газ относится к гелиеносным

Пластовый газ серпуховской залежи метанового состава. Объемное содержание метана составляет 77,41%, этана – 8,26%, бутанов – 1,27%, $C_{5+высших}$ – 0,83%, содержание азота – 9,15%. Содержание углекислого газа низкое – 0,07%. Газ относится к метановым по составу, «полужирный», азотный, низкоуглекислый.

Пластовый газ нижневизейской залежи преимущественно метанового состава. Объемное содержание метана составляет 77,84%, этана – 6,37%, бутанов – 0,69%, $C_{5+высших}$ – 0,57%. Из углеводородных компонентов наиболее высоко содержание азота – 12,27%. Содержание углекислого газа низкое – 0,25%. Содержание гелия определенной по трем пробам из скважин 6, 108 составило 0,18 %.

Пластовый газ нижневизейской залежи классифицируется как метановый по составу, «полужирный», азотный, гелиеносный, низкоуглекислый.

Газ сепарации по результатам газоконденсатных исследований в среднем по залежи состоит 78,50% из метана. Содержание этана в среднем составляет 6,24%, пропана – 1,98%. Из неорганических компонентов содержится азот – 12,02%, углекислый газ – 0,25%.

Газ дегазации содержит: метана – 32,46%, этана – 29,7%, пропана – 23,52%, бутанов – 9,80 %, пентанов – 3,54 % и незначительное количество гексанов и высших – 0,36 %. Содержание неорганических компонентов также невысокое: азота – 1,30 %, углекислого газа – 0,25 %.

Газ дебутанизации состоит в основном из тяжелых углеводородов, и не содержит метана. Содержание этана составляет 2,28%, пропана – 18,35%, бутанов – 46,20%, пентанов – 31,28%, гексана и высших – 1,12%. Неорганические компоненты отсутствуют.

Состав сырого конденсата, отобранного после сепаратора для газоконденсатных исследований следующий: метана содержится 12,87%, этана – 12,25%, пропана – 12,61%, бутанов – 12,45%, пентана 6,85% и гексан +высших – 42,69%. Содержится также незначительное количество азота – 0,21%, углекислого газа – 0,15%.

2.3.3 Компонентный состав устьевого газа

По нижневизейской залежи всего исследовано 68 проб газа с устья из скважин 1, 6, 101, 102, 103, 104, 105, 106 и 107, по серпуховской залежи отобраны 4 пробы из одной скважины 8, из пермской залежи 3 пробы из скважины ОЦ-1. В ПЗ-1981 г из нижневизейской залежи были отобраны 21 проб из 6 скважин, из пермской залежи 22 пробы из 7 скважин. Так как эти данные были утеряны, в таблице приведены средние значения состава газа из Протокола №8884 от 27.11.1981 г.

После ПЗ-2021 г. по нижневизейской залежи дополнительно отобрано 20 проб из скважин 1, 6, 101, 102, 103, 104, 106 и 107, по серпуховской залежи отобрана 1 проба из скважины 8, по пермской залежи три пробы из скважины ОЦ-1.

Состава газа по устьевым пробам приведены в таблице 2.3.3.

Нижневизейский горизонт. Состав газа с устья скважин (газ сепарации) близок к составу пластового газа. Газ преимущественно метанового состава с небольшим содержанием этана и повышенным содержанием азота. Средние значения содержания компонентов, следующие: метана – 76,9 %, этана – 6,60 %, азота и редких газов – 12,95 %. Сероводород отсутствует.

Серпуховский горизонт. Средние значения содержания компонентов, следующие: метана – 79,58 %, этана – 8,09 %, азота и редких газов – 7,91%. Газ с устья скважин классифицируется как метановый по составу, азотный, низкоуглекислый.

Пермский горизонт. Средние значения содержания компонентов, следующие: метана – 42,5 %, этана – 4,1%, азота и редких газов – 41,7 %. Газ пермской залежи по составу метано-азотный.

Вывод: как видно, состав газа нижневизейской и серпуховской залежей по пробам за разные периоды схож между собой. Газ преимущественно метанового состава с небольшим содержанием этана.

По пермскому горизонту в таблице приведены результаты компонентного состава устьевого газа, отобранные в рамках ПЗ-1981г.

2.3.4 Свойства и фракционный состав стабильного конденсата

Характеристика стабильного конденсата определена при лабораторных газоконденсатных исследованиях проб пластового газа, после проведения процессов сепарации, дегазации и дебутанизации.

Всего физико-химические свойства исследованы по 22 пробам в 10 скважинах из них по нижневизейской залежи проанализировано 17 проб, серпуховской 1 проба и 4 пробы из пермской залежи (таблица 2.3.4).

В среднем по пермской залежи плотность и вязкость стабильного конденсата при 20°C составили 0,736 г/см³ и 1,09*10⁻⁶ м²/с соответственно. Содержание серы – 0,01% массовых, парафин и смолистые вещества отсутствуют. Температура застывания – ниже - 23°C. Температура начала кипения равна 93°C.

По серпуховской залежи плотность и вязкость стабильного конденсата при 20°C составили 0,765 г/см³ и 1,42*10⁻⁶ м²/с соответственно. Содержание серы – 0,008 % массовых, парафин и смолистые вещества отсутствуют. Температура застывания – ниже - 23°C. Температура начала кипения равна 65°C.

В среднем по нижневизейской залежи плотность и вязкость стабильного конденсата при 20°C составили 0,759 г/см³ и 1,11*10⁻⁶ м²/с соответственно. Содержание серы – 0,02 % массовых, парафинов – 0,30 % массовых, смолистых веществ – 0,37 % массовых. Температура застывания – ниже -46 °C. Конденсат относится малосернистым и малопарафинистым. Температура начала кипения равна 67°C, до 300°C выкипает 91 % фракций. Таким образом, конденсат в основном состоит из легких бензиновых фракций.

2.3.5 Характеристика сырого конденсата

На дату настоящего пересчета исследования сырого конденсата не производились.

В 2018 г. было отобрано 5 проб сырого конденсата из скважин 1, 101, 103 и 102, 6. Пробы отбирались с тестового сепаратора и исследовались в промысловой лаборатории

ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz». По пробам определены компонентный и фракционный состав конденсата (таблица 2.3.5).

Конденсат с тестового сепаратора не содержит метана и содержит небольшое количество этана, пропана и бутана (до 5 %). По групповому углеводородному составу конденсат в основном состоит из метанонафтяных углеводородов (84-87 %). В пробах содержатся ненасыщенные углеводороды (алкены, алкины), которые обычно встречаются в газовых конденсатах в небольших количествах. Общее содержание ненасыщенных углеводородов составляет 4 %.

Проба из скважины 103 от 25.04.2018 г. отличается повышенным содержанием ненасыщенных углеводородов (15,3 %). Также эта проба отличается по содержанию иных компонентов, фракционному составу и плотности, поэтому результаты по данной пробе были отбракованы.

Содержание ароматических углеводородов составляет 9,3-12,0 %. Температура начала кипения конденсата равна 31,7-40,8°C. Конец кипения приходится на 262-274,5°C, что соответствует в основном бензиновым и частично керосиновым фракциям. Плотность конденсата равна 0,7366-0,7400 г/см³.

Содержание меркаптановой серы очень низкое и составляет 0,00011-0,00135 %.

Таблица 2.3.1 – Свойства пластового газа

№ скв	Дата	Интервал перфорации, м	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, оС	Давление начала конденсации, Мпа	Давление макс. конденсации, МПа	Плотность газа, кг/м³	Относительная плотность газа по воздуху	Вязкость газа, мПа*с	Коеф. сверхсжимаемости газа	Потенциальное содержание C5+в, г/м³			Молярная доля газа сепарации:		Уд.вес C5+в, г/см³ (стаб. конденсат)	Газо-конденсатный фактор см³/м³	Коефф. конденсатоотдачи при режиме эксплуатации на истощение
											на пласт. газ	на газ сепарации	на сухой газ	в пласт. газе	в сухом газе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Пермский горизонт																		
2	ПЗ-1981	853-810	9,8	42	1,6	4	-	0,752	-	1,01	21,9	-	-	-	-	0,734	-	-
2*	08.08.2023	810-815; 828-843; 846-853	15,9*	67,6*	23,5*	6,8*	0,771	0,717		0,923*						0,765	8,41	
507	ПЗ-1981	910-798	10,8	42	2	4		-	-	1,01	21	-	-	-	-	0,730	-	-
509	ПЗ-1981	1000-806	10,8	42	1	4	-	-	-	1,01	22,1	-	-	-	-	0,718	-	-
ОЦ-1	10.06.2025	823-824, 827-831, 831-835, 836.5-840, 840-844, 851-854, 854-857	9,96	33,8			0,701	0,584	0,015	1,00	-			16,85				
							0,702	0,585	0,016	1,00	-			16,88				
Среднее по пермскому горизонту			10,3	40,0	1,5	4,0	0,702	0,640	0,02	1,01	21,7	-	-	-	-	0,734	-	-
Серпуховский горизонт																		
8*	15.08.2023	1769-1772 1775-1780 1783-1791	15,8	70	21,2	-	0,769	0,701	0,022	0,895	6,63	-	-	-	-	0,765	6,63	-
Нижевизейский горизонт																		
1	03.10.2017	2073-2110	27,4	72,4	21,75	11,6	0,823	0,683	0,013	0,8	28,55	28,69	28,72	0,995	0,994	0,7589	28,99	0,58
1	2018	2073-2110	27,2	69,5	21	13,05	0,812	0,674	0,013	0,79	32,25	32,51	32,44	0,992	0,994	0,7618	23,61	0,72
1*	2019	2073-2110	17,02*	71,66	16,82	7,87	0,812	0,674	0,013	0,79	29,58	29,7	29,72	0,996	0,995	0,7678	21,37	0,78
1	31.08.2021		10,9*	67,6	17,35		0,787	0,692	0,019	0,907							7,24	
4*	02.11.2015	2092-2054	17,5*	60	14,8	8,4	0,840	0,697	0,013	0,77	39,02	39,22	39,26	0,995	0,994	0,8536*	21,62	0,85
6	ПЗ-1981	2177-2122	27,5	69	-	6	-	-	-	0,93	30,9	-	-	-	-	0,827*	-	-
6	03.10.2017	2115-2155	26,8	74,4	20,53	10,75	0,821	0,681	0,013	0,78	30,66	30,81	30,84	0,995	0,994	0,7589	30,81	0,58
6	2018	2115-2155	27,7	77,22	21,2	10,75	0,811	0,673	0,013	0,78	37,84	38,03	38,11	0,995	0,993	0,7642	19,2	0,75
101	03.10.2017	2074,5-2107	27	72,5	21,04	11,8	0,817	0,678	0,013	0,79	43,32	43,54	43,63	0,995	0,993	0,7887	27,89	0,71
102	2017	2130-2190	26,2	70,5	19,93	10,15	0,840	0,697	0,013	0,79	30,52	30,74	30,7	0,993	0,994	0,7472	34,86	0,61
102*	30.08.2021	2130-2190	8,41*	66,4	20,44		0,787	0,691	0,021	0,906							9,86	
102*	09.09.2022		14,5*	70,2	22,00		0,768	0,695	0,022	0,918							12,69	
103	2017	2089-2115	27,05	70,5	20,09	10,7	0,842	0,699	0,013	0,77	42,61	42,95	42,99	0,992	0,991	0,746	45,92	0,74
103*	2019	2073-2110	17,3*	77,3	16,05	9,12	0,815	0,676	0,013	0,78	26,97	27,11	27,14	0,995	0,994	0,7592	21,73	0,79
103*	13.08.2023	2089-2099 2111-2115	14,7*	77,8	20,37		0,771	0,685	0,021	0,94	-	-	-	-	-	0,766	4,55	
104	2019	2067-2138	27,2	-	21,25	12,01	0,825	0,684	0,013	0,79	41,29	41,37	41,58	0,998	0,993	0,7824	6,2	0,7
104*	06.09.2022		13,04*	74,8	31,60		0,763	0,690	0,026	1,01	-	-	-	-	-	-	9,86	
105	2019	2129-2200	24,92	-	19,0	10,19	0,810	0,672	0,013	0,79	24,2	24,25	24,3	0,998	0,996	0,7838	6,4	0,51
105	16.08.2020	2130-2190	24,2	65	18,9		0,773	0,710	0,021	0,892	-	-	-	-	-	-	21,28	
106*	2019	2115-2163	13,24*		11,89	7,36	0,817	0,678	0,013	0,87	21,82	21,89	21,93	0,997	0,995	0,7591	14,82	
106*	31.08.2021		14,8*	67	17,27	-	0,787	0,693	0,019	0,903	-	-	-	-	-	-	9,32	-
108	20.08.2025						0,741	0,618	0,014	0,998								
							0,739	0,616	0,013	0,998								
Среднее по нижевизейскому горизонту			27,1	72,43	20,85	11,35	0,824	0,684	0,013	0,812	35,88	36,08	36,13	0,99	0,99	0,76	27,19	0,67

Примечание –*пробы не кондиционные

Таблица 2.3.2 - Компонентный состав пластового газа

№ скв.	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Содержание, % мольные											
			Азот	Углекислый газ	Кислород	Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	Изо-пентан	Н-Пентан	Гексан+ выше	Гелий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Пермский горизонт														
2	810-853	ПЗ-1981	39,80	-	-	51,80	-	1,49	0,24	0,38	0,11	0,09	0,35	0,22
2	810-815 828-843 846-853	ПЗ-1981	40,00	-	-	54,30	3,24	1,27	0,62	-	0,15	-	-	0,23
2*	810-815 828-843 846-853	08.08.2023	13,67	0,001	-	74,25	6,42	3,48	0,71	0,85	0,10	0,12	0,25	-
507		ПЗ-1981	40,74		-	51,72	4,4	1,62	0,23		0,12	0,08	0,89	0,36
509		ПЗ-1981	39,24	0,45	-	52,78	4,83	1,46	0,17	0,29	0,09	0,08	0,89	
512		ПЗ-1981	40,98	0,48	-	52,47	3,53	1,33	0,66		0,22		0,04	0,29
ОЦ-1	823-824, 827-831, 831-835, 836.5-840, 840-844, 851-854, 854-857	10.06.2025	39,83	0,001	0,068	52,37	4,97	1,52	0,22	0,36	0,16	0,102	0,17	0,24
			39,76	0,001	0,077	52,38	4,98	1,52	0,22	0,36	0,17	0,11	0,20	0,24
Среднее по нижневизейской залежи			40,1	0,23	0,07	52,5	4,32	1,46	0,34	0,35	0,15	0,09	0,42	0,26
Серпуховский горизонт														
8*	1769-1772; 1775-1780; 1783-1791	15.08.2023	9,15	0,07	-	77,41	8,26	2,84	0,46	0,81	0,58	0,25	0,17	-
Нижневизейский горизонт														
1	2073-2110	03.10.2017	13,76	0,16	-	76,99	6,08	1,84	0,26	0,34	0,12	0,11	0,34	-
	2073-2110	2018	11,71	0,12	-	79,57	5,49	1,8	0,3	0,39	0,14	0,1	0,38	-
1*	2073-2110	2019	12,5	0,11	-	78,76	5,74	1,77	0,26	0,36	0,12	0,11	0,27	-
1		31.08.2021	13,91	0,20	-	75,93	6,70	1,97	0,28	0,40	0,23	0,128	0,212	
4*	2092-2154,3	02.11.2015	10,35	0,16	-	76,61	8,27	3,21	0,32	0,51	0,13	0,12	0,32	-
6	2090-2210	ПЗ-1981	11,8	0,32	-	76,66	7,6	2,16	0,26	0,42	0,12	0,1	0,4	0,153
	2115-2155	03.10.2017	11,52	0,17	-	78,34	6,63	2,03	0,29	0,42	0,14	0,11	0,35	-
	2115-2155	2018	10,67	0,2	-	80,12	5,9	1,75	0,27	0,4	0,19	0,15	0,35	-
101	2074,5-2107	03.10.2017	11,96	0,14	-	78,66	6,12	1,85	0,26	0,4	0,11	0,11	0,43	-
102	2130-2190	2017	12,36	1,16	-	76,48	6,39	2,15	0,33	0,49	0,15	0,12	0,37	-
102*	2130-2190	30.08.2021	11,79	0,19		77,12	7,28	2,25	0,31	0,46	0,25	0,107	0,233	-
102*		09.09.2022	11,89	0,14	-	77,15	7,30	2,23	0,30	0,43	0,22	0,103	0,236	-
103	2089-2115	2017	11,76	0,28	-	77,33	6,07	2,52	0,45	0,7	0,17	0,15	0,57	-
103*	2089-2115	2019	11,63	-	-	78,74	6,42	2,01	0,28	0,41	0,12	0,11	0,28	-
103*	2089-2116	13.08.2023	12,60	0,14	-	77,60	6,38	1,67	0,22	0,33	0,31	0,368	0,315	-
104	2067-2138	08.01.2019	13,71	0,18	-	77,08	6,01	1,78	0,25	0,32	0,11	0,07	0,49	-
104*		06.09.2022	14,16	0,18	-	76,30	6,50	1,85	0,26	0,35	0,18	0,07	0,136	
105	2129-2200	04.01.2019	11,71	0,19	-	79,34	5,8	1,81	0,28	0,43	0,13	0,11	0,2	-
105	2130-2190	16.08.2020	13,88	0,21	-	76,21	6,73	1,90	0,26	0,39	0,14	0,089	0,186	
106	2157-2168; 2138-2140; 2132-2136; 2126-2130; 2115-2124	2019	11,91	0,09	-	78,22	6,66	2	0,26	0,39	0,12	0,1	0,25	-
106*	31.08.2021	2021	13,7	0,16	-	76,26	6,61	1,92	0,28	0,40	0,24	0,131	0,346	-
108		20.08.2025	11,8	0,16	-	78,27	6,64	1,84	0,25	0,34	0,30	0,079	0,069	0,196
			11,6	0,17	-	78,47	6,66	1,90	0,26	0,36	0,10	0,099	0,095	0,194
Среднее по нижневизейской залежи			12,27	0,25	-	77,84	6,37	1,95	0,28	0,41	0,15	0,11	0,31	0,18

Примечание –*пробы не кондиционные

Таблица 2.3.3 - Компонентный состав устьевого газа

№ скв.	Горизонт	Дата	Компонентный состав															
			Кислород	азот	Углекисл ый газ	метан	этан	Пропан	изо-	н-	Пентаны	Гексаны	Гептаны	Октаны	Аргон	сероводород	Относительная плотность по воздуху	Плотность газа при 20 ⁰ С, кг/м ³
									бутан	бутан								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20
Пермь Р1с до 1981г**				44,3		48,2	4,4	1,5	0,4	0,4								
ОЦ-1	Р1с	10.06.2025		46,5	0,18	43,95	1,99	0,96	0,14	0,23	0,10	0,009	0,001					
				39,79		52,45	4,921	1,496	0,215	0,351	0,20	0,118	0,047	0,002				
				36,35		52,94	4,96	1,511	0,217	0,353	0,2	0,128	0,061	0,003				
Среднее Р1 с			41,7	0,18	49,4	4,1	1,37	0,24	0,33	0,17	0,09	0,04	-	-	отс	-	-	
8	С1sr	24.09.2014	0,01	7,6	0,06	80,35	8,15	2,34	0,37	0,6	0,36	0,14	0,007	0,009			0,676	0,814
		28.09.2014	0,01	7,71	0,06	79,5	8,15	3,14	0,36	0,58	0,34	0,15	0,008	0,01			0,683	0,823
		17.10.2014	0,02	7,75	0,05	80,31	8	2,15	0,75	0,58	0,25	0,1	0,005	0,012			0,676	0,815
8		15.08.2023		8,56	0,06	78,16	8,04	2,61	0,39	0,63	0,20	0,19	0,36	0,01			0,710	0,765
Среднее С1sr			0,01	7,91	0,06	79,58	8,09	2,56	0,47	0,60	0,29	0,14	0,096	0,009			0,686	0,804
1	С1v1	16.10.2017	0,03	12,29	0,15	78,49	6,41	1,78	0,25	0,34	0,21	0,046	0,006	0,007			0,671	0,808
		06.01.2018	0,02	12,61	0,16	77,79	6,51	1,9	0,26	0,37	0,24	0,132	0,005	0,009			0,677	0,816
		02.09.2018	0,02	11,81	0,2	78,96	6,24	1,93	0,26	0,36	0,2	0,011	0,003	0,001			0,669	0,806
		15.01.2019	0,01	12,64	0,14	78,31	6,19	1,78	0,32	0,38	0,17	0,049	0,004	0,003			0,672	0,809
		06.07.2019	0,03	12,83	0,11	77,97	6,45	1,81	0,23	0,36	0,16	0,037	0,003	0,002			0,672	0,809
		15.01.2020	0,02	13,5	0,17	77,22	6,34	1,85	0,3	0,37	0,17	0,045	0,005	0,002			0,677	0,815
1	С1v1	31.08.2021		13,89	0,20	75,83	6,70	1,97	0,28	0,40	0,13	0,111	0,504	0,026			0,692	0,661
1		18.01.2024	0,02	13,70	0,16	76,99	6,30	1,89	0,27	0,36	0,18	0,08	0,02	0,0002			0,678	0,816
1		06.07.2024	0,02	14,1	0,17	76,7	6,21	1,82	0,27	0,36	0,20	0,09	0,04	0,0036			0,679	0,818
1		25.01.2025		13,3	0,2	77,15	6,57	1,93	0,267	0,360	0,1626	0,0670	0,0187	0,0011			0,677	0,815
6	С1v1	17.10.2017	0,01	10,63	0,21	79,13	7,04	2,06	0,28	0,39	0,2	0,043	0,004	0,007			0,671	0,809
		03.02.2018	0,02	10,93	0,18	78,83	6,91	2,06	0,26	0,39	0,22	0,209	0,001	0,001			0,675	0,814
		17.07.2018	0,01	11,18	0,22	78,07	7,15	2,32	0,24	0,41	0,26	0,121	0,005	0,007			0,68	0,819
		18.12.2018	0,01	11,05	0,18	78,61	7,08	2,09	0,35	0,4	0,19	0,038	0,002				0,674	0,812
		23.02.2019	0,02	11,01	0,16	79,42	6,39	1,98	0,33	0,41	0,21	0,067	0,002	0,001			0,67	0,807
		14.12.2019	0,02	6,26	0,17	77,48	9,95	3,93	0,56	0,96	0,5	0,168	0,002	0,002			0,708	0,853
		03.02.2020	0,02	11,17	0,19	78,91	6,79	2,05	0,25	0,36	0,2	0,057	0,099	0,004			0,671	0,809
6		12.02.2024	0,02	11,50	0,18	78,55	6,70	2,06	0,29	0,41	0,22	0,08	0,02	0,00			0,674	0,812
6		14.08.2024	0,07	12,1	0,19	77,6	6,80	2,09	0,29	0,44	0,25	0,11	0,03	0,00			0,680	0,818
6		04.02.2025г		12,90	0,171	77,01	6,81	2,06	0,285	0,410	0,2085	0,0710	0,0122	0,00009			0,680	0,818
101	С1v1	16.10.2017	0,01	11,31	0,18	78,9	6,81	1,93	0,26	0,36	0,18	0,036	0,004	0,005			0,67	0,807
		07.03.2018	0,02	11,83	0,18	77,85	7,15	2,06	0,26	0,38	0,23	0,036	0,005	0,009			0,677	0,815
		02.09.2018	0,02	11,81	0,2	78,96	6,24	1,93	0,26	0,36	0,2	0,011	0,003	0,001			0,669	0,806
		06.03.2019	0,03	11,74	0,19	77,88	6,72	2,04	0,45	0,52	0,31	0,116	0,003	0,005			0,683	0,822
		01.09.2019	0,02	11,99	0,17	78,3	6,66	1,97	0,27	0,39	0,19	0,049	0,009	0,004			0,673	0,811
		13.03.2020	0,02	12,05	0,16	78,55	6,46	1,88	0,29	0,38	0,19	0,029	0,002	0,001			0,671	0,809
101	С1v1	03.03.2024	0,02	12,30	0,17	78,26	6,37	1,92	0,27	0,38	0,20	0,08	0,03	0,00			0,673	0,811
		15.09.2024	0,02	12,3	0,18	77,8	6,71	1,98	0,28	0,40	0,22	0,09	0,03	0,00			0,677	0,815
		05.03.2025г		12,30	0,178	77,95	6,64	1,97	0,276	0,383	0,20	0,071	0,013	0,000			0,674	0,812

Продолжение таблицы 2.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20
102	C1v1	17.04.2018	0,01	11,1	0,2	78,4	7,15	2,15	0,3	0,42	0,22	0,031	0,002				0,675	0,814
		17.09.2018	0,01	11,19	0,22	78,3	6,9	2,32	0,3	0,44	0,27	0,033	0,008	0,002			0,678	0,817
		03.04.2019	0,04	11,11	0,21	76,75	7,35	2,88	0,58	0,68	0,36	0,035	0,002	0,002			0,695	0,837
		14.10.2019	0,03	11,65	0,19	77,8	7,16	2,21	0,25	0,42	0,22	0,06	0,006	0,003			0,678	0,817
		06.04.2020	0,06	11,3	0,17	78,59	6,81	2,03	0,4	0,28	0,21	0,108	0,042	0,008			0,674	0,812
102	C1v1	30.08.2021		11,75	0,19	76,92	7,26	2,25	0,32	0,46	0,01	0,144	0,13	0,004			0,691	0,750
102	C1v1	09.09.2022		11,83	0,137	76,78	7,27	2,22	0,30	0,43	0,01	0,132	0,12	0,009			0,695	0,753
		15.04.2024	0,02	11,40	0,20	78,21	6,85	2,20	0,31	0,45	0,24	0,11	0,03	0,00			0,678	0,816
		13.10.2024	0,02	11,4	0,21	77,9	7,12	2,24	0,31	0,45	0,24	0,10	0,03	0,00			0,680	0,818
		08.04.2025г		11,40	0,220	77,16	7,90	2,18	0,302	0,439	0,2395	0,1080	0,0321	0,00016			0,683	0,822
103	C1v1	18.05.2018	0,01	11,08	0,17	79,56	6,44	1,8	0,22	0,32	0,2	0,197		0,001			0,669	0,806
		04.10.2018	0,02	11,2	0,19	79,75	6,24	1,87	0,22	0,32	0,17	0,012	0,002	0,002			0,664	0,8
		13.05.2019	0,01	11,12	0,17	79,52	6,6	1,86	0,21	0,31	0,17	0,037	0,004	0,002			0,666	0,802
		04.11.2019	0,01	11,81	0,18	78,49	6,66	1,89	0,31	0,41	0,18	0,039	0,016	0,005			0,673	0,811
		06.04.2020	0,02	11,7	0,18	78,73	6,6	1,83	0,36	0,26	0,19	0,08	0,047	0,012			0,671	0,809
103	C1v1	13.08.2023		13,24	0,155	77,03	6,56	1,86	0,26	0,38	0,11	0,09	0,079	0,05			0,681	0,766
103		14.10.2024	0,02	12,1	0,19	78,3	6,57	1,88	0,26	0,37	0,20	0,09	0,03	0,00			0,673	0,811
103		15.04.2025г		12,10	0,180	78,32	6,59	1,86	0,261	0,366	0,1970	0,0850	0,0283	0,00140			0,673	0,810
104	C1v1	23.02.2019	0,02	13,17	0,17	77,35	6,39	1,94	0,35	0,4	0,18	0,038	0,001	0,001			0,677	0,816
		08.06.2019	0,02	12,01	0,17	78,65	6,61	1,78	0,24	0,32	0,16	0,039	0,003	0,001			0,669	0,806
		05.12.2019	0,02	13,07	0,16	77,79	6,37	1,79	0,24	0,34	0,17	0,034	0,004	0,002			0,673	0,81
		13.05.2020	0,02	12,5	0,17	78,67	6,04	1,76	0,25	0,33	0,17	0,074	0,021	0,002			0,669	0,806
104	C1v1	06.09.2022		14,11	0,18	76,00	6,48	1,84	0,26	0,35	0,01	0,11	0,10	0,004			0,69	0,754
104		13.05.2024	0,02	13,70	0,18	77,29	6,11	1,83	0,26	0,35	0,18	0,07	0,02	0,00			0,676	0,814
104		13.11.2024	0,02	14,2	0,18	76,4	6,45	1,86	0,26	0,36	0,19	0,08	0,02	0,00			0,680	0,819
105	C1v1	08.06.2019	0,03	13,34	0,09	77,54	6,4	1,85	0,22	0,32	0,17	0,032	0,004	0,002			0,673	0,811
		05.12.2019	0,02	11,89	0,15	79,1	6,33	1,76	0,22	0,31	0,17	0,041	0,009	0,004			0,667	0,803
		13.05.2020	0,02	11,6	0,17	79,6	6,19	1,69	0,22	0,3	0,12	0,056	0,025	0,007			0,663	0,799
105	C1v1	16.08.2020		13,70	0,21	75,22	6,64	1,87	0,25	0,38	0,08	0,07	0,115	0,007			0,710	0,749
105			0,02	12,90	0,20	78,06	6,24	1,77	0,24	0,33	0,17	0,06	0,02	0,00			0,672	0,809
105			0,02	13,4	0,19	77,3	6,59	1,77	0,23	0,31	0,15	0,06	0,01	0,00			0,674	0,812
106	C1v1	07.01.2020	0,02	12,15	0,25	78,24	6,57	1,9	0,24	0,34	0,21	0,054	0,01	0,005			0,673	0,811
		13.06.2020	0,02	11,9	0,17	78,69	6,41	1,83	0,26	0,35	0,18	0,114	0,049	0,016			0,672	0,81
106	C1v1	31.08.2021		13,62	0,16	76,12	6,60	1,91	0,28	0,4	0,004	0,13	0,118	0,015			0,693	0,750
106		14.06.2024	0,02	15,60	0,14	74,89	6,35	1,98	0,28	0,40	0,22	0,09	0,03	0,00			0,688	0,829
107		15.02.2024	0,01	15,23	0,03	76,56	5,24	1,83	0,30	0,48	0,26	0,06	0,01	0,00			0,681	0,820
107		05.02.2025г		16,20	0,002	73,82	6,79	2,08	0,296	0,475	0,2619	0,0590	0,0021	0,00016			0,693	0,835
Среднее C1v1			0,02	12,11	0,18	77,97	6,69	2,00	0,28	0,39	0,19	0,075	0,032	0,005			0,677	0,805
C1v1 до 1981г**				13,8		75,8	6,5	1,8	0,7						0,08	отс	0,665	0,802
Среднее C1v1 за весь период			0,02	12,95	0,18	76,9	6,60	1,90	0,52		0,19	0,075	0,032	0,005	0,08	отс	0,671	0,803

Таблица 2.3.4-Физико-химические свойства конденсата

Скважина		1			6		102			103			104		105		106		Среднее значение	8		2		507	509	Среднее значение						
Горизонт		Нижевизейский																							Серпуховский		Пермский					
Интервал		2073-2110	2073-2110		2090-2210	2115-2155	2130-2190			2089-2115	2089-2115	2089-2099; 2111-2115	2067-2138		2129-2200	2130-2134; 2143-2148; 2154-2161; 2163-2169; 2183-2190	2157-2168; 2138-2140; 2132-2136; 2126-2130; 2115-2124			1769-1772; 1775-1780; 1783-1791	810-853		785-910		806-1000							
Дата		2018	2019	2021	ПЗ-1981	2018	2017	2021	2022	2017	2019	2023	2019	2022	2019	2020	2019	2021		2023	ПЗ-1981	2023	ПЗ-1981	ПЗ-1981								
Плотность при 20 °С, г/см³		0,762	0,768	0,751	0,754	0,764	0,747	0,750	0,753	0,746	0,759	0,766	0,782	0,754	0,784	0,749	0,759	0,749	0,759	0,765	0,7347	0,7653	0,730	0,7129	0,736							
Молекулярная масса		132,59	143,19		120	136,9	-			-	130,5		152,7		159,0		108,8		135,5		96		90	96	94							
Содержание, %	серы	0,01	0,03	0,005	0,011	-	0,01	0,007	0,012	0,01	0,01	0,009	0,04	0,01	0,04	0,014	0,02	0,006	0,02	0,01	0,009	0,01	0,009	0,0043	0,008							
	меркаптанов	-	-		-	-	-			-	-	-	-		-	-			-	-	-	-	-	-	-							
	сульфидов	-	-		-	-	-			-	-	-	-		-	-			-	-	-	-	-	-	-							
	парафинов	0,004	0,12		-	0,17	0,2			0,7	0,04	-	не обн.		1,15	не обн.	0,02		0,301	-	-	-	-	-	-							
	масел	-	-		-	-	-			-	-	-	-		-	-			-	-	-	-	-	-	-							
	смол	0,18	0,06		отс.	0,17	1,08			0,45	0,16	-	0,25		0,89		0,06		0,37	-	1,4141	-	1,415	отс.	1,415							
	асфальтенов	не обн.	не обн.		-	не обн.	Отс.			Отс.	не обн.	-	не обн.		не обн.		не обн.		Отс.	-		-										
Вязкость кинематическая, 10-6 м2сек-1	При 20 °С	0,97	1,43	0,70	0,76	1,16	0,94	0,91	0,90	0,89	1,34	1,09	1,61	0,94	1,82	1,10	1,41	0,94	1,11	1,09	0,63	1,09	0,62	0,75	0,772							
	При 50 °С	0,78	1,17	0,68	-	0,91	-	0,67	0,69	0,68	1,15	0,77	1,13	0,70	1,28	0,81	1,19	0,68	0,89	0,77	-	0,77	-	-	-							
Выход фракций, % при температуре °С	100	-	30		14	-	20			3	-	-	4		3		17		13		60		70	47	59							
	150	-	82		58	-	41			65	-	-	41		41		65		56		-		-	-	-							
	200		93		90		60			86	-	-	52		65,5		88		76		-		-	-	-							
	300	-	-		-	-	-			94	-	-	84		96				91		-		-	-	-							
Температура помутнения, °С		-	-	ниже -24	-	-	-	ниже -24	ниже -24	-	-	ниже -23	-	ниже -23	-	ниже -24		ниже -24	-		-	ниже -23	-	-	-							
Температура застывания, °С		-60	ниже -60	ниже -24	-	-60	ниже -20	ниже -24	ниже -24	ниже -20	-	ниже -23	-20	ниже -23	-30	ниже -24	-60	ниже -24	-46		-	ниже -23	-	-	-							
Температура начала кипения, °С		-	73	41	65	-	68	43	59	78	-	94	96	58	98	51		41	67	93	58	93	55	53	65							

Таблица 2.3.5 -Характеристика сырого конденсата

№ скважины			1	101	102	103	103*	Средне е значен ие
Дата			21.05.20 18	22.05.20 18	19.05.20 18	23.04.20 18	25.04.20 18	
Горизонт			C1v1					
Место отбора			тестовый сепаратор					
Компонен т-ный состав, % масс.	Насы- щенные углевод о-роды	этан	0,155	0,142	0,128	0,131	0,13	0,139
		пропан	1,127	0,912	1,037	0,939	0,931	1,004
		изо-бутан	0,931	0,75	0,846	0,853	0,846	0,845
		н-бутан	2,225	1,703	2,009	2,393	3,28	2,082
		пентаны	5,381	5,008	5,063	5,331	5,419	5,196
		гексаны	11,546	11,37	11,363	13,982	10,239	12,065
		гептаны	22,922	22,372	25,153	13,502	15,307	20,987
		октаны+выс ш	40,969	42,083	41,465	48,25	36,805	43,192
	Ненасы- щенные углевод о-роды	бутен	0,272	0,242	0,285	0,916	0,515	0,429
		гексен	0,598	0,308	0,635	-	1,162*	0,514
		гептен	0,463	0,929	0,55	-	10,227*	0,647
		октен+	3,051	2,002	2,102	2,496	3,203	2,413
		гексадиен	0,089	-	0,092	-	0,208	0,09
		ароматическ ие углеводород ы	10,271	12,009	9,274	9,38	11,202	10,233
Относительная плотность по воздуху			0,6115	0,6143	0,6117	0,6125	0,5921*	0,6125
Плотность газа при 20 ⁰ С, кг/м ³			0,7366	0,74	0,7368	0,7378	0,7133*	0,7378
Фракцио н-ный состав, °С	Начало кипения		34,4	31,7	39,5	40,8	-	36,6
	10% выкипает при Т, °С		84,8	87,1	84	81,9	27,84	84,5
	20 %	“	99,9	101,1	98,8	96	63,27	99
	30 %	“	109,6	110,3	107,8	105,6	80,72	108,3
	40 %	“	119,9	120,3	117,9	115,6	99,53	118,4
	50 %	“	130,8	130,6	128,7	125,7	114,77	129
	60 %	“	144,4	142,8	142,5	140,4	117,5	142,5
	70 %	“	162,1	158,5	161,2	160,3	131,79	160,5
	80 %	“	183,2	180,8	186,3	187,4	150,82	184,4
	90 %	“	228,7	223,1	227,5	231,4	174,15	227,7
	Конец кипения		262	266,2	269,5	274,5	-	268,1
	Отогнано		95	95,8	95,9	96,2	-	95,7
	Остаток		1,1	1,4	1,2	-	-	1,2
Потери		3,9	2,8	2,9	3,8	-	3,4	
Содержание меркаптановой серы, %			0,00135	0,000815	0,000112 4	0,000899	-	0,00079
Содержание хлористых солей, мг/л			33,42	26,05	16,22	9,83	-	21,4

2.3.6 Гидрогеологические исследования

На месторождения Айракты в скважинах 2, 3 и 10 исследования проводились вовремя бурения скважин пластоиспытателем на трубах в открытом стволе. Представительные пробы воды в этих скважинах не получены, так как в трубах поднята смесь бурового раствора с пластовой водой и признаками газа.

В 2013 г. из серпуховского горизонта в скважине 8 была отобрана проба пластового флюида. В результате исследования, дегазированная вода по характеристикам – техническая, т.е. при проведении опробования скважина не доочистилась.

В период 2019-2020 гг. было отобраны 4 проб пластовой воды из скважин 106 и 107. Из них 3 пробы были исследованы в лаборатории Департамента аналитических исследований ТОО «КазНИГРИ» (скв.106) и 1 проба была проанализирована в лаборатории ТОО «Stratum CER» (г.Актау). Исследования проб проводились в соответствии с существующими ГОСТами. Пробы отобранные из скважины 106 при 9мм и 11мм диафрагмах признаны не представительными из-за низких значений минерализации. По данной причине результаты этих проб не были включены в расчет средних значений.

После ПЗ-2021 г. отобрано 13 проб пластовой воды из скважин 6Г, 101, 102, 105, 106 и 107. Пробы проанализированы в лаборатории ТОО «Stratum CER» (г.Актау).

Всего на месторождении Айракты было отобрано 17 проб пластовой воды из 6 скважин.

В целом по нижневизейской залежи плотность воды в среднем составил $1,139 \text{ г/см}^3$, вода кислая со значением pH в среднем 5,2, соленость $17,7 \text{ Be}^0$, общая минерализация в среднем составила 216 г/л. , сероводорода не обнаружено.

По классификации Сулина вода месторождения Айракты является хлоркальциевого типа (таблица 2.3.6).

Таблица 2.3.6 – Свойства пластовый воды

Скважина	Горизонт	Дата отбора/ Дата поступление	D, мм	Плотность, г/см3	Соле- ность, Be0	Компонентный состав, мг/л / мг-экв/л								Минерали-зация,г/л	pH	Сероводород	Жест- кость,мг- экв/л	Тип по В.А. Сулину
		Сумма				Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ³⁻	CO ₃						
1	C1v1	31.07.2024		1,065	8,7	86838,9	17439,4	5272,55	7084,2	56294,8	518,82	229,09		86,8*	6		845,7	III кл ХК
						3205,14	756,89	263,1	582,58	1588,01	10,81	3,75						
6Г		05.11.2021		1,155	19,55	252261	53921,5	38750	2250	154755	96	120		252,2	5,15		2122,7	ХК
						8737,8	2245,7	1937,5	185,2	4365,4	2	2						
6Р		11.03.2020		1,134	17,33	205979	79074	564,03	206	125857	127	148		205,9	5,7		45,2	ХК
						7110,7	3510,2	28,2	17	3550,3	2,6	2,4						
101		11.03.2020		1,122	15,99	187260	71142	229,26	2772	112563	201	161,5		187,2	5,9		239,6	ХК
						6364,2	2942,5	11,5	228,1	3175,3	4,2	2,6						
102		11.03.2020		1,111	14,77	173735	67142	6324	2678	103352	62	129,8		173,7	5,79		237,8	ХК
						5857,1	2681,1	36,8	220,4	2915,4	1,3	2,1						
102		14.11.2022		1,084	11,1	111432	21606,5	16363,2	2820,7	70191	210,8	239,9		111,4*	6,2		1048,5	ХК
						3976,64	939,82	816,53	231,97	1980	4,39	3,93						
102	C1v1	31.07.2024		1,037	5,2	51519,8	10829,3	3757,93	3449,63	33067,8	297,58	117,59		51,52*	6		471,2	III кл ХК
						1881,86	469,72	187,52	283,69	932,8	6,2	1,93						
105		11.03.2020		1,154	19,51	241753	92074	111	4072	144985	147	128,2		241,7	5,17		340,7	ХК
						8151,3	3715,5	5,6	335,2	4089,8	3,1	2,1						
105		14.11.2022		1,145	18,6	186220	44417,8	24157,3	1604,9	115567	391	81,6		186,2	4,8		1337,4	ХК
						6538,98	1932,05	1205,46	131,98	3260	8,15	1,34						
106	C1v1	=	7	1,122	15,2	151396	42163	13279	1749	92090	1808	307	-	171,8	5,8	н/о	791,59	III кл ХК
		25.11.19Г				5280,8	1833,9	662,6	143,8	2597,8	37,7	5						
		=	9	1,118	14,6	146084	38956	12885	2749	89273	1989	232	-	146,1*	5,4	н/о	869,05	III кл ХК
		25.11.19Г*				5127	1694,5	642,9	226,1	2518,3	41,4	3,8						
		=	11	1,115	15,6	143891	40915	10862	2329	87344	2115	326	-	143,9*	5,2	н/о	733,58	III кл ХК
		25.11.19Г*				5026,4	1779,7	542	191,5	2463,9	44	5,3						
106		11.03.2020		1,136	17,6	212297	80074	62,52	3824	127945	317	72,4		212,2	4,82		317,9	ХК
						10066,2	3299,1	3,1	3147	3609,2	6,6	1,2						
106*	C1v1	31.07.2024		1,145	17,8	178230	39103	16762,5	8264,15	113484	487,62	128,76		178,2	5,4		471,2	III кл ХК
						6426,86	1697,45	836,45	679,62	3201,25	10,16	1,93						
107	C1v1	31.05.2020		1,168	20,99	265931	67176	33350	1804	163600	1	-	н/о	266,1	4,31	н/о	1816	ХК
		-				9230	2799	1667,5	148,5	4615	0	-						
		17.06.2020		1,167	20,88	258624	61745	34250	2700	159784	6	=		258,6	3,98		1934,7	ХК
		9014,8				2572,7	1712,5	222,2	4507,3	0,1								
		19.08.2020		1,166	20,87	258199	55438,7	41750	1201	159387	9	-		258,2	4,33		2186,3	ХК
		8992,5				2309,9	2087,5	98,8	4496,1	0,2								
Среднее C1v1				1,139	17,70	208757	61331,2	17432,5	2306,8	127506	281,3	154,3		216,0	5,2	н/о	1034,9	

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

Всего на месторождении с отбором керна пробурено 29 скважин.

Общая проходка составила 2753,93 м, из них получен линейный вынос керна – 1956,78 м или (71,05% от проходки колонковым долотом).

После подсчета запасов (ПЗ-2021 г.) отбор керна продолжился в новых скважинах, в том числе в скв. 108, Оц-1, Оц-2, где из отложений P_{1c} , C_{1sr} , C_{1v1} и C_{1t} было отобрано 263,65 м, вынос керна составляет 263,65 или 100% от проходки, изучено 456 образцов.

Изучение керна на месторождении Айракты в скважинах поисково-разведочного периода (1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 10, 11, 506,507) выполнено в лаборатории физики пласта СредАзНИИГаза и ТОО «АктюбНИГРИ» (скв.8). В эксплуатационных скважинах (101–107) исследования проводились в лаборатории ТОО «Везерфорд-КЭР», а по скважинам 108, Оц-1 и Оц-2 в лаборатории ТОО «STRATUM-CER».

В разделе рассмотрены физико-гидродинамические характеристики коллекторов. Основными параметрами являются: электрические свойства при измерении капиллярного давления, ОФП в системе нефть-вода, коэффициент вытеснения нефти водой и смачиваемость.

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

Таблица 2.4.1 - Виды анализов специальных исследований, проведенных на керне

Виды исследований	P_{1c}	C_{1sr}	C_{1v1}	C_{1t}	вне гор	Всего
	108, Оц-1, Оц-2	108, Оц-2	108	108	Оц-2	
Электрическое сопротивление, образец	17	1	7	-	-	49
Кривые капиллярного давления, образец	17	1	7	-	-	49
Кривые капиллярного давления нагнетанием ртути, образец	23	1	7	-	-	31
Фазовая проницаемость (ОФП), образец	18	1	5	-	-	36
Сжимаемость пор, образец	-	-	-	-	-	24
XRD, образец	89	41	16	-	33	254

Сопоставление пористость-проницаемость

Нижнепермский ярус. При построении зависимости проницаемости от пористости сходимость не установлена, что связано с неоднородностью коллекторов (рис. 2.4.1).

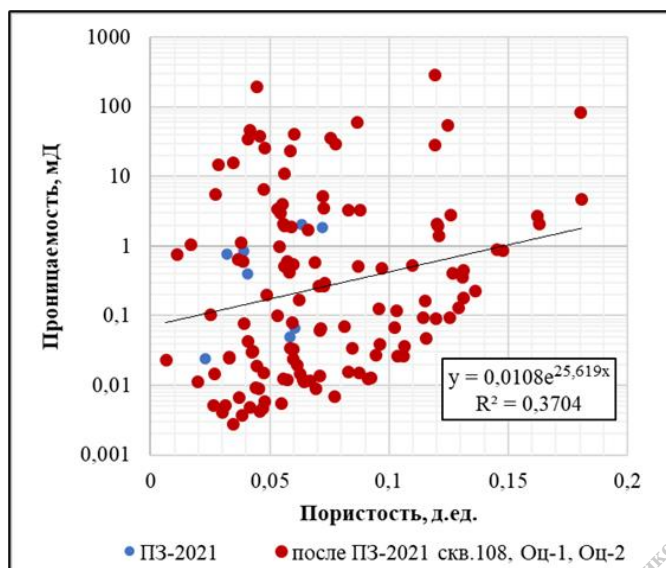


Рис. 2.4.1 –Зависимость проницаемости от коэффициента пористости

Серпуховский ярус

Для определения граничного значения пористости горизонта C1sg отложений были построены интегральные кривые распределения пористости по классам с проницаемостью $K_{пр} < 0,1$ мД и $K_{пр} > 0,1$ мД. Пересечение интегральных кривых позволило определить граничное значение пористости, равное 6 % (Книга 1, глава 6).

На рисунке 2.4.2 прямая зависимость между пористостью и проницаемостью не прослеживается, что указывает на неоднородность пластов-коллекторов. Часть исследованных образцов представлена глинистыми породами, что не позволяет достоверно определить граничные значения пористости.

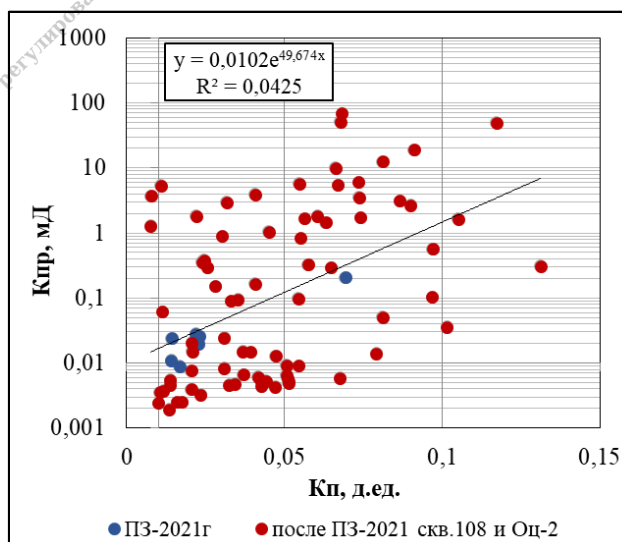


Рис. 2.4.2 –Зависимость проницаемости от коэффициента пористости

Нижневизейский подъярус (C1v1)

По описанию керна, изучению шлифов коллекторы пачек А и Б отнесены к гранулярным, с ёмкостным пространством порового типа.

Для определения граничного значения пористости нижневизейских отложений построены интегральные кривые распределения пористости по классам с проницаемостью $K_{пр} < 0,20$ мД и $K_{пр} > 0,20$ мД., всего было использовано 691 образцов. Пересечение интегральных кривых определило граничное значение пористости, равное 0,095 д.ед. Полученные граничные значения пористости и проницаемости использовались для выделения коллекторов при интерпретации ГИС.

На рисунке 2.4.3 прямая зависимость между пористостью и проницаемостью не прослеживается, что указывает на неоднородность пластов-коллекторов.

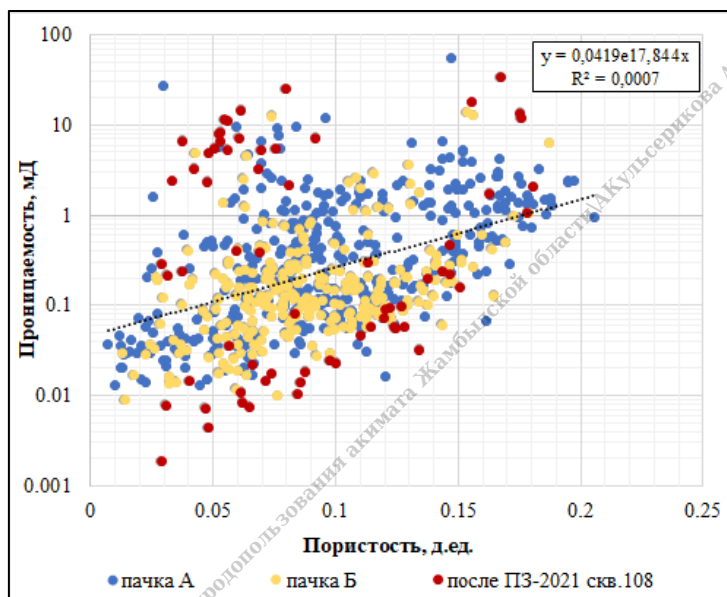


Рис. 2.4.3 - Зависимость проницаемости от коэффициента пористости

Петрофизические исследования

В предыдущих отчётах для пермских (P_{1c}) и серпуховских (C_{1sr}) отложений зависимости $R_p = f(K_p)$ и $R_n = f(K_v)$ были взяты по аналогии с месторождением Амангельды в связи с отсутствием результатов специальных лабораторных анализов. Использовались следующие значения параметров:

для пермских отложений P_{1c} : $m = 2,24$; $n = 1,80$;

для серпуховских отложений C_{1sr} : $m = 1,71$; $n = 1,83$;

для горизонта C_{1v1} использовались собственные коэффициенты $m = 1,94$ и $n = 1,93$.

В данной работе по горизонту P_{1c} петрофизическая зависимость параметра пористости от коэффициента пористости $R_p = f(K_p)$, построена на основе данных 17 образцов из скважин 108, Оц-1 и Оц-2. Однако полученная зависимость характеризуется низким коэффициентом аппроксимации, что обусловлено ограниченным количеством исследованных образцов. В связи с этим, для расчётов был использован коэффициент цементации $m = 2,24$, принятый по аналогии с предыдущими отчётами.

Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности $P_n=f(K_v)$ имеет высокую степень корреляции и описывается уравнением:

$P_n = 1,0021 K_v^{-1,837}$ ($r = 0,9718$). Для дальнейших расчётов принято значение коэффициента насыщения $n = 1,83$. Результаты представлены на рисунках 2.4.4 и 2.4.5.

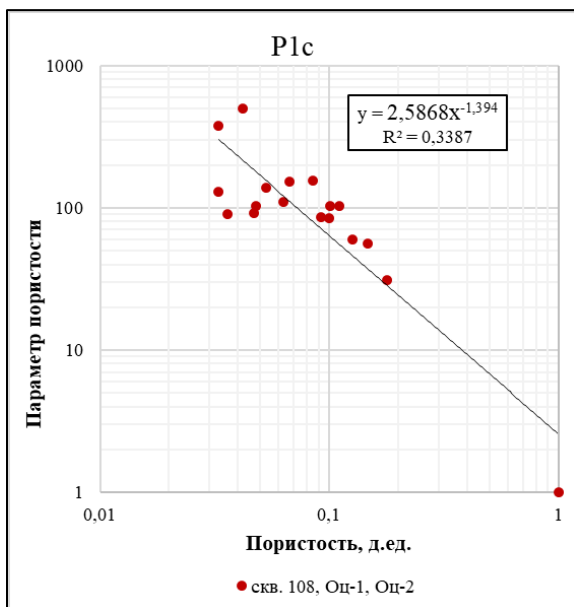


Рис. 2.4.4 – Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости (P_{1c})

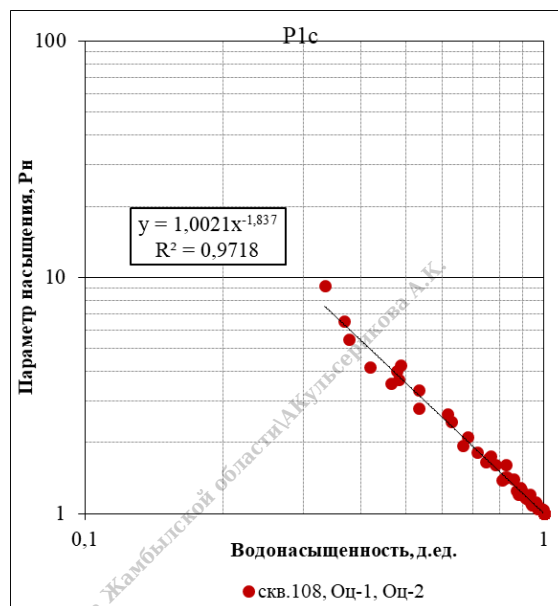


Рис. 2.4.5 – Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности (P_{1c})

По горизонту C_{1sr} значения параметров пористости и насыщения были приняты по аналогии с месторождением Амангельды, в связи с недостаточным количеством исследованных образцов. Соответствующие зависимости описываются следующими уравнениями: $P_p = 1/K_p^{-1,71}$ и $P_n = 1/K_v^{-1,83}$ представлены на рисунках 2.4.6 и 2.4.7.

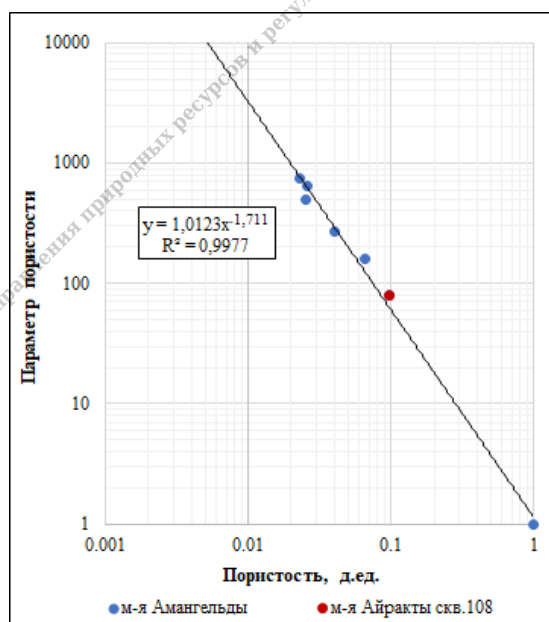


Рис. 2.4.6 – Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости (C_{1sr})

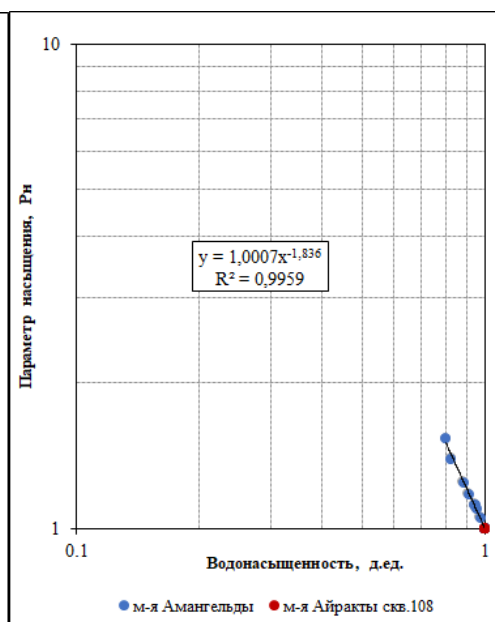


Рис. 2.4.7 – Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности (C_{1sr})

По горизонту C1v1 параметр пористости и параметр насыщения определены по скважинам 101 (8обр.), 106(8обр.), 107(8обр.), 108(7обр.), всего 31 образцов(114определений).

На рисунках 2.4.8 и 2.4.9 представлены зависимости параметра пористости от коэффициента пористости и параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности описывается уравнением: $R_p = 1,456 K_p^{-1,826}$ и $R_n = 1,006 K_v^{-1,97}$.

Исходя из вышеизложенного, для горизонта C1v1 приняты параметры $m=1,826$ и $n=1,97$ использованы для количественной интерпретации ГИС.

Исходные данные для построения связей приведены в таблице 2.4.2.

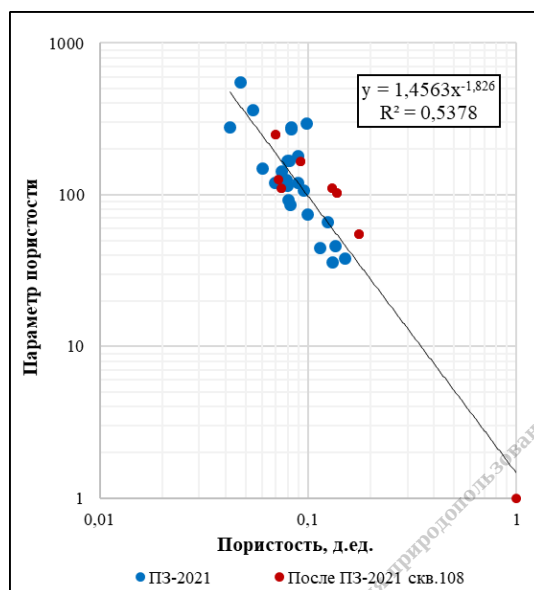
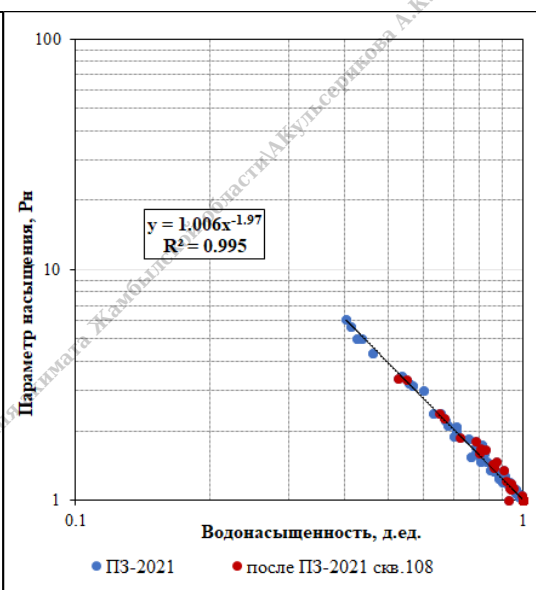


Рис. 2.4.8 – Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости (C1v1)

Рис. 2.4.9 – Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности (C1v1)

Таблица 2.4.2 - Исходные данные для построения связи $R_p=f(K_p)$ и $R_n=f(K_v)$

Горизонт	Скважина	Номер образца	Глубина (м)	Пористость Кп	Кпр по газу (мД)	Rп	Кв (д, ед)	Rн
1	2	3	4	5	6	7	8	9
P1c	108	11ds	844,28	0,047	0,685	91,18	0,827	1,609
P1c	108	14ds	846,37	0,1	0,04	84,41	0,617	2,637
P1c	Оц-1	1ds	824,17	0,033	0,432	129,08	0,418	4,189
P1c	Оц-1	5ds	828,26	0,036	0,046	90,77	0,748	1,652
P1c	Оц-1	11	834,37	0,048	0,06	103,65	0,88	1,202
P1c	Оц-1	15ds	836,26	0,063	0,172	109,65	0,716	1,815
P1c	Оц-1	18	837,06	0,092	0,075	86,42	0,376	5,463
P1c	Оц-1	20	837,62	0,178	3,715	30,85	0,333	9,222
P1c	Оц-1	26	839,55	0,126	0,078	60,12	0,533	3,33
P1c	Оц-1	29ds	840,3	0,147	0,585	56,23	0,367	6,549
P1c	Оц-1	35	841,96	0,067	0,007	153,32	1	1
P1c	Оц-1	41ds	846,35	0,053	0,363	138,47	0,909	1,167
P1c	Оц-1	47	849,84	0,085	0,008	154,51	0,913	1,173
C1sr	108	45ds	1730,01	0,096	0,005	80,34	1	1
C1v1	101	17ds	2100,7	0,074	0,552	142,81	1	0,94
C1v1	101	20ds	2102,09	0,042	0,054	279,85	0,916	1,2

Продолжение таблицы 2.4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
C1v1	101	29ds	2106,29	0,098	0,059	295,68	0,803	1,56
C1v1	101	39ds	2109,92	0,047	0,093	551,98	0,849	1,34
C1v1	101	66ds	2126,07	0,083	0,091	278,78	0,883	1,27
C1v1	101	71ds	2127,76	0,083	0,098	269,87	0,679	2,09
C1v1	101	81ds	2130,48	0,054	0,327	361,7	0,701	1,87
C1v1	101	83ds	2130,9	0,089	1,182	179,79	0,632	2,37
C1v1	106	2ds	2107,79	0,08	1,444	93	0,924	1,19
C1v1	106	5ds	2110,22	0,099	1,081	75	0,833	1,46
C1v1	106	20ds	2118,23	0,095	1,12	108	0,896	1,26
C1v1	106	21ds	2118,45	0,078	2,444	126	0,966	1,07
C1v1	106	38ds	2126,37	0,079	1,088	116	0,946	1,13
C1v1	106	43ds	2128,74	0,082	0,829	86	0,863	1,37
C1v1	106	59ds	2135,91	0,081	0,284	169	0,956	1,1
C1v1	106	62ds	2139,83	0,069	0,459	120	0,902	1,24
C1v1	107	31ds	2124,98	0,124	0,952	66	0,601	2,97
C1v1	107	45ds	2131,71	0,134	1,802	46	0,427	4,99
C1v1	107	48ds	2133,01	0,149	0,608	38	0,412	5,63
C1v1	107	52ds	2135,07	0,113	0,617	45	0,437	5,02
C1v1	107	55ds	2136,6	0,13	2,238	36	0,402	6,06
C1v1	107	58ds	2145,44	0,06	0,427	149	0,912	1,26
C1v1	107	72ds	2153,76	0,089	0,872	120	0,821	1,6
C1v1	107	73ds	2153,98	0,079	0,779	168	0,812	1,72
C1v1	108	91ds	2089,85	0,138	0,149	102,46	0,55	3,306
C1v1	108	100	2093,58	0,176	1 608	54,65	0,528	3,369
C1v1	108	110	2099,49	0,092	0,01	165,8	0,861	1,371
C1v1	108	132ds	2107,4	0,13	0,018	109,62	0,67	2,264
C1v1	108	141	2110,98	0,07	0,02	248,39	0,946	1,141
C1v1	108	177	2199,11	0,074	6 400	110,57	0,808	1,663
C1v1	108	195	2206,79	0,072	11 533	125,66	0,785	1,79

Кривые капиллярного давления, остаточная водонасыщенность.

Кривые ККД получены методом полупроницаемой мембраны. Образцы исследовались при постоянном гидростатическом давлении обжима 120 бар и температуре 20 °С, при этом капиллярное давление постепенно увеличивалось от 1,5 psi (0,01 МПа) до 200 psi (1,38 МПа).

Вид кривых изменяется в зависимости от емкостно-фильтрационных свойств исследованных образцов. Исследования проводились на образцах с проницаемостью в диапазоне по горизонтам P1c (0,007-3,715) *10-3 мкм², пористостью - от 0,033 до 0,178 д.ед; C1v1 (0,005-2,444) *10-3 мкм², пористостью - от 0,042 до 0,167 д.ед;

В таблице. 2.4.3 и на рис. 2.4.10 и 2.4.11 приведены кривые капиллярного давления от водонасыщенности, полученные на образцах керна при максимально достигнутом капиллярном давлении 200 psi.

Таблица 2.4.3 - Исходные данные кривые капиллярного давления

Скв.	Горизонт	Образец	Глубина, м	Пористость	Газопроницаемость, мД	Капиллярное давление (psi)							
						0	1.5	5	10	20	50	100	200
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
101	Clv1	17ds	2100.7	0.074	0.552	1	1	1	1	1	1	1	1
101	Clv1	20ds	2102.09	0.042	0.054	1	1	1	1	1	1	0.958	0.916
101	Clv1	29ds	2106.29	0.098	0.059	1	1	1	1	1	1	0.91	0.803
101	Clv1	39ds	2109.92	0.047	0.093	1	1	1	1	1	0.943	0.886	0.849
101	Clv1	66ds	2126.07	0.083	0.091	1	1	1	1	1	1	0.968	0.883
101	Clv1	71ds	2127.76	0.083	0.098	1	1	1	1	1	1	0.786	0.679
101	Clv1	81ds	2130.48	0.054	0.327	1	1	1	1	1	0.900	0.768	0.701
101	Clv1	83ds	2130.91	0.089	1.182	1	1	1	1	0.903	0.806	0.671	0.632
106	Clv1	2ds	2107.79	0.067	1.444	1	1	1.00	1.00	1.00	0.983	0.965	0.924
106	Clv1	5ds	2110.22	0.085	1.081	1	1	0.982	0.962	0.933	0.902	0.866	0.833
106	Clv1	20ds	2118.23	0.084	1.120	1	1	0.992	0.981	0.963	0.942	0.923	0.896
106	Clv1	21ds	2118.45	0.071	2.444	1	1	1.000	1.000	0.997	0.987	0.984	0.966
106	Clv1	38ds	2126.37	0.068	1.088	1	1	1.000	1.000	1.000	0.979	0.963	0.946
106	Clv1	43ds	2128.74	0.069	0.829	1	1	0.987	0.962	0.933	0.896	0.884	0.863
106	Clv1	59ds	2135.91	0.073	0.284	1	1	1.000	1.000	1.000	0.981	0.961	0.956
106	Clv1	62ds	2139.83	0.059	0.459	1	1	0.986	0.963	0.942	0.932	0.921	0.902
107	Clv1	31ds	2124.98	0.114	0.952	1	1	1	1	1.00	1.00	0.785	0.601
107	Clv1	45ds	2131.71	0.121	1.802	1	1	1	1	0.922	0.712	0.537	0.427
107	Clv1	48ds	2133.01	0.136	0.608	1	1	1	1	0.977	0.758	0.569	0.412
107	Clv1	52ds	2135.07	0.103	0.617	1	1	1	1	1.000	0.713	0.556	0.437
107	Clv1	55ds	2136.60	0.115	2.238	1	1	1	1	0.865	0.654	0.463	0.402
107	Clv1	58ds	2145.44	0.050	0.427	1	1	1	1	0.986	0.951	0.935	0.912
107	Clv1	72ds	2153.76	0.080	0.872	1	1	1	1	1.000	0.985	0.956	0.821
107	Clv1	73ds	2153.98	0.072	0.779	1	1	1	1	1.000	1.000	0.903	0.812
107	Clv1	73ds	2153.98	0.072	0.779	1	1	1	1	1.000	1.000	0.903	0.812

продолжение таблицы

Скв.	Горизонт	Образец	Глубина, м	Пористость	Газопроницаемость, мД	Капиллярное давление (psi)						
						0	1.5	4	11	28	75	200
108	Plc	11ds	844.28	0.053	1.007	1	1	1	0.964	0.933	0.890	0.827
108	Plc	14ds	846.37	0.102	0.070	1	1	1	1	1	0.784	0.610
108	Clsr	45ds	1730.01	0.093	0.010	1	1	1	1	1	1	1
108	Clv1	91ds	2089.85	0.143	0.239	1	1	1	1	0.930	0.724	0.550
108	Clv1	100	2093.58	0.180	2.100	1	1	1	0.945	0.801	0.652	0.528
108	Clv1	110	2099.49	0.087	0.019	1	1	1	1	1	1	0.861
108	Clv1	132ds	2107.40	0.133	0.033	1	1	1	1	1	0.937	0.670
108	Clv1	141	2110.98	0.055	0.036	1	1	1	1	1	1	0.946
108	Clv1	177	2199.11	0.067	7.980	1	1	0.999	0.957	0.921	0.859	0.808
108	Clv1	195	2206.79	0.056	13.834	1	1	0.944	0.906	0.874	0.825	0.785
Оц-1	Plc	1ds	824.17	0.033	0.432	1	1	0.871	0.665	0.535	0.464	0.418
Оц-1	Plc	5ds	828.26	0.036	0.046	1	1	1	0.977	0.896	0.810	0.748
Оц-1	Plc	11	834.37	0.048	0.06	1	1	1	1	0.970	0.936	0.880
Оц-1	Plc	15ds	836.26	0.063	0.172	1	1	1	1	0.942	0.824	0.716
Оц-1	Plc	18	837.06	0.092	0.075	1	1	1	1	0.824	0.483	0.376
Оц-1	Plc	20	837.62	0.178	3.715	1	1	1	1	0.859	0.488	0.333
Оц-1	Plc	26	839.55	0.126	0.078	1	1	1	1	0.958	0.684	0.533
Оц-1	Plc	29ds	840.30	0.147	0.585	1	1	1	1	0.832	0.479	0.367
Оц-1	Plc	35	841.96	0.067	0.007	1	1	1	1	1	1	1
Оц-1	Plc	41ds	846.35	0.053	0.363	1	1	1	1	0.992	0.959	0.909
Оц-1	Plc	47	849.84	0.085	0.008	1	1	1	1	1	0.99	0.913

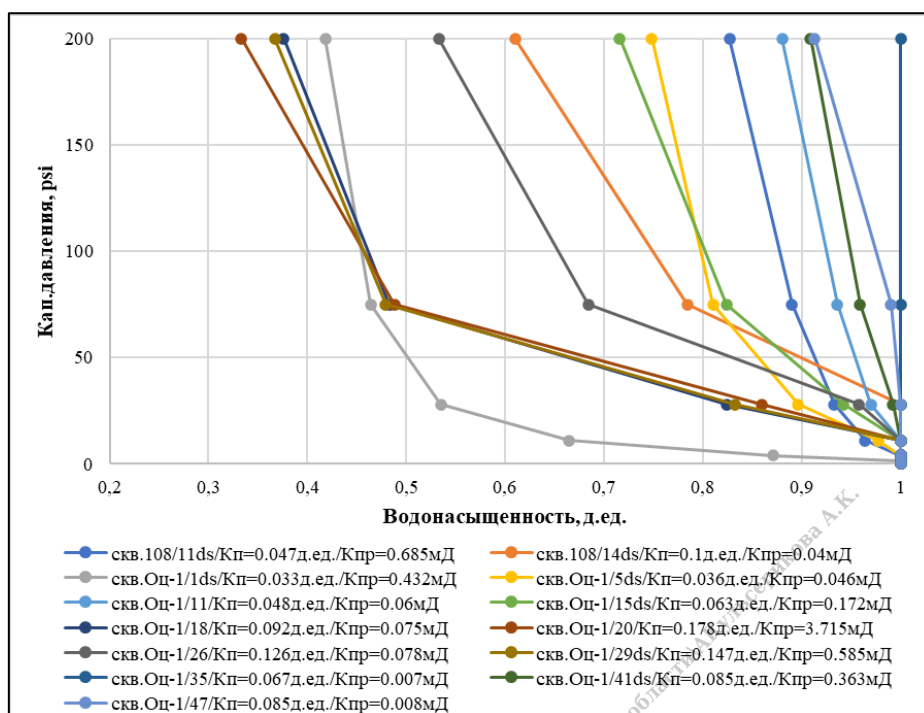


Рис. 2.4.10 – Кривые капиллярного давления горизонту P1c

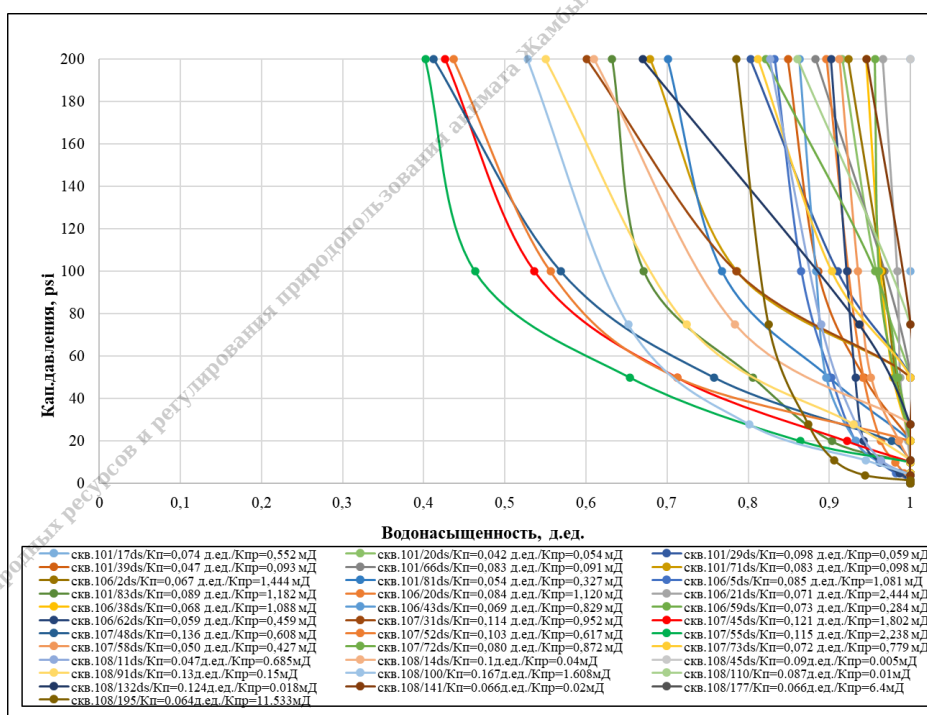


Рис. 2.4.11 – Кривые капиллярного давления горизонту C1v1

По виду капиллярных кривых при капиллярном давлении (200psi) в скважине 106, на образцах не достигнуто значение водонасыщенности, где конечные значения Ков изменяются от 0,83 до 0,99 д. ед. В скважине 107 достигнуто значение водонасыщенности, в образцах 45ds, 48ds, 52ds и 55ds, конечные значения Ков изменяются от 0,40 до 0,44 д.ед. В скважине 101 Ков изменяется в пределах 0,65-0,70 д.ед. В скважине 108 Ков изменяется в пределах 0,52-0,99 д.ед. В скважине Оп-1 Ков изменяется в пределах 0,33-0,99 д.ед.

Ниже приведена рис 2.4.12-2.4.13 сопоставлении остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$) с пористостью (K_p) и проницаемостью ($K_{пр}$).

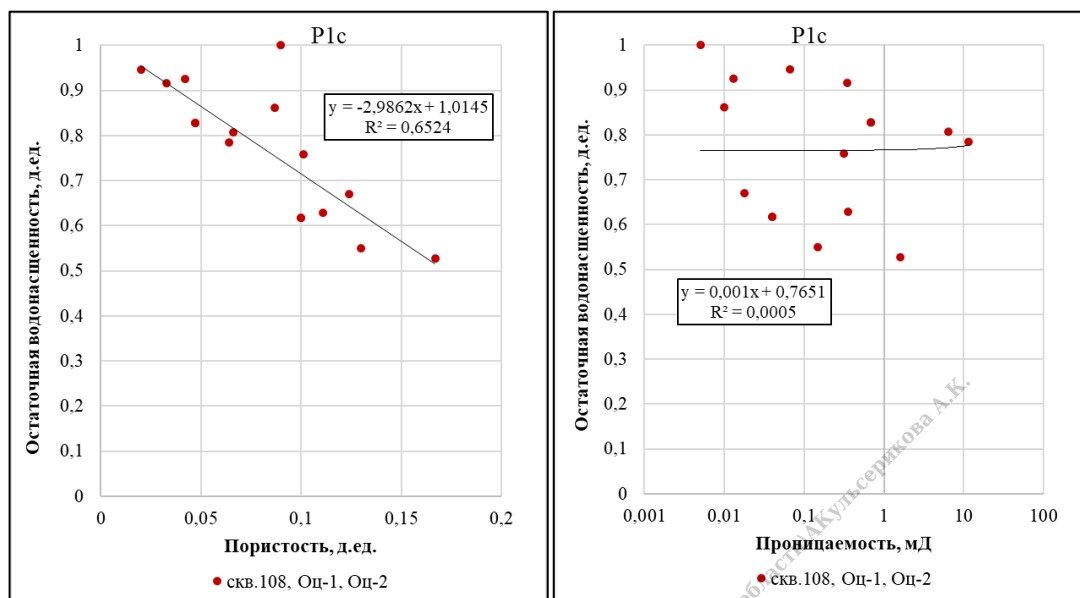


Рис. 2.4.12-Сопоставление остаточной водонасыщенности с пористостью (а) и проницаемостью (б) по горизонту P_{1c}

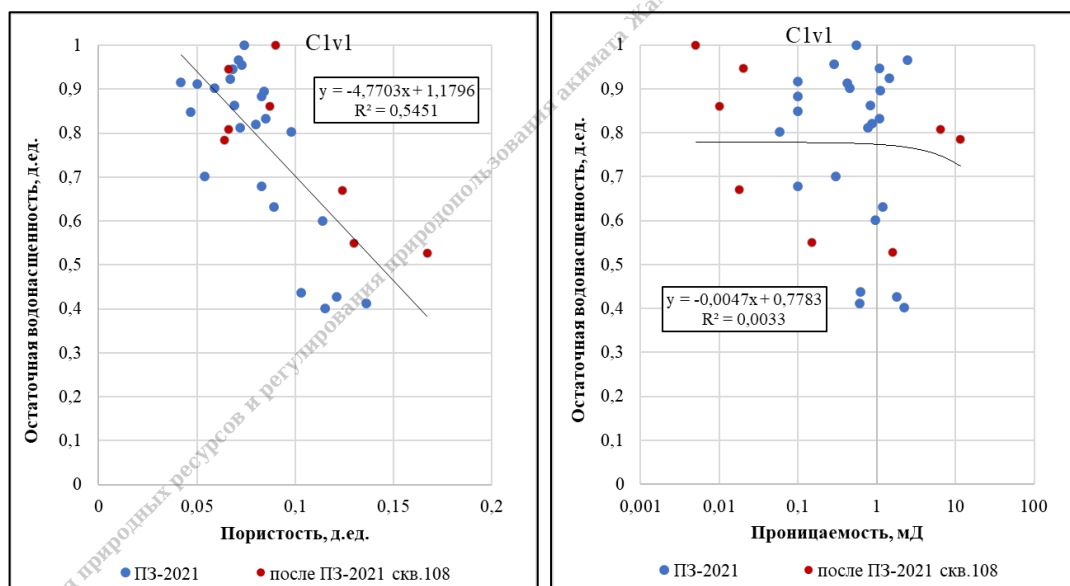


Рис. 2.4.13-Сопоставление остаточной водонасыщенности с пористостью (а) и проницаемостью (б) по горизонту C_{1v1}

Следуя рис. 2.4.12-2.4.13 связь остаточной водонасыщенности с пористостью и проницаемостью отсутствует.

Методом ртутной порометрии исследована структура пустотного пространства пород. Использован прибор «Автопор 2002IV9520», максимальная величина давления нагнетания ртути, изменяемого ступенчато, составила 60000 psi (413,69 МПа). Для каждой величины давления рассчитан радиус пор (r пор), доступных насыщению ртутью, и объем вошедшей в образец ртути, позволяющий оценить насыщенность объема пор ртутью (SHg). По экспериментальным данным рассчитаны кривые капиллярного давления (P_k-SHg),

зависимость функции Леверетта (J) от (1-SHg), кривые (г пор-SHg), нормализованное распределение г пор.

Ртутная порометрия выполнена на 10 образцах из скважин 108. Значения пористости составляют 0,05 до 0,169 д. ед (0,054 д.ед до 0,180 д.ед, по гелию), проницаемость изменяется в пределах 0.0009 – 2,22 мД (0,010 мД до 13,83 мД по газу).

Результаты по данному виду исследования приведены в таблице 2.4.4 и на рис. 2.4.14-2.4.17.

Таблица 2.4.4 Общий результат нагнетанием ртути

Скважина	Номер Number	Глубина образца, feet	Проницаемость по газу, миллидарси		Пористость д.е		Плотность зёрен, г/см ³		Насыщение жидкости в эквиваленте 200 psi Капиллярное давление, Газ-Вода давление, fraction pore space
			Plug	Hg Inj	Plug	Hg Inj	Plug	Hg Inj	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
108	11ds	844,28	1,007	0,055	0,054	0,05	2,64	2,63	0,805
108	14ds	846,37	0,07	0,093	0,102	0,091	2,68	2,66	0,543
108	45ds	1730,01	0,01	0,0144	0,094	0,094	2,78	2,77	0,975
108	91ds	2089,85	0,239	0,4025	0,143	0,143	2,66	2,68	0,422
108	100	2093,58	2,100	1,6886	0,18	0,169	2,67	2,66	0,33
108	110	2099,49	0,019	0,0176	0,087	0,079	2,69	2,67	0,693
108	132ds	2107,4	0,033	0,0853	0,134	0,112	2,66	2,64	0,518
108	141	2110,98	0,036	0,0009	0,056	0,053	2,69	2,73	0,918
108	177	2199,11	7,980	0,6757	0,067	0,072	2,68	2,67	0,747
108	195	2206,79	13,834	2,2299	0,056	0,062	2,7	2,69	0,734
Оц-1	1ds	824,17	0,653	4,341	0,036	0,061	2,53	2,53	0,363
Оц-1	5ds	828,26	0,079	0,1297	0,039	0,055	2,61	2,61	0,692
Оц-1	11	834,37	0,102	0,0189	0,053	0,070	2,70	2,70	0,850
Оц-1	15ds	836,26	0,274	0,0186	0,070	0,038	2,61	2,61	0,670
Оц-1	18	837,06	0,126	0,6942	0,096	0,108	2,68	2,68	0,327
Оц-1	20	837,62	4,734	1,1517	0,181	0,144	2,68	2,68	0,256
Оц-1	26	839,55	0,130	0,1866	0,129	0,106	2,70	2,70	0,485
Оц-1	29ds	840,30	0,867	0,7439	0,148	0,117	2,69	2,69	0,311
Оц-1	35	841,96	0,014	0,0023	0,071	0,069	2,73	2,73	0,931
Оц-1	41ds	846,35	0,553	0,004	0,059	0,054	2,70	2,70	0,884
Оц-1	47	849,84	0,015	0,0088	0,087	0,078	2,70	2,70	0,876

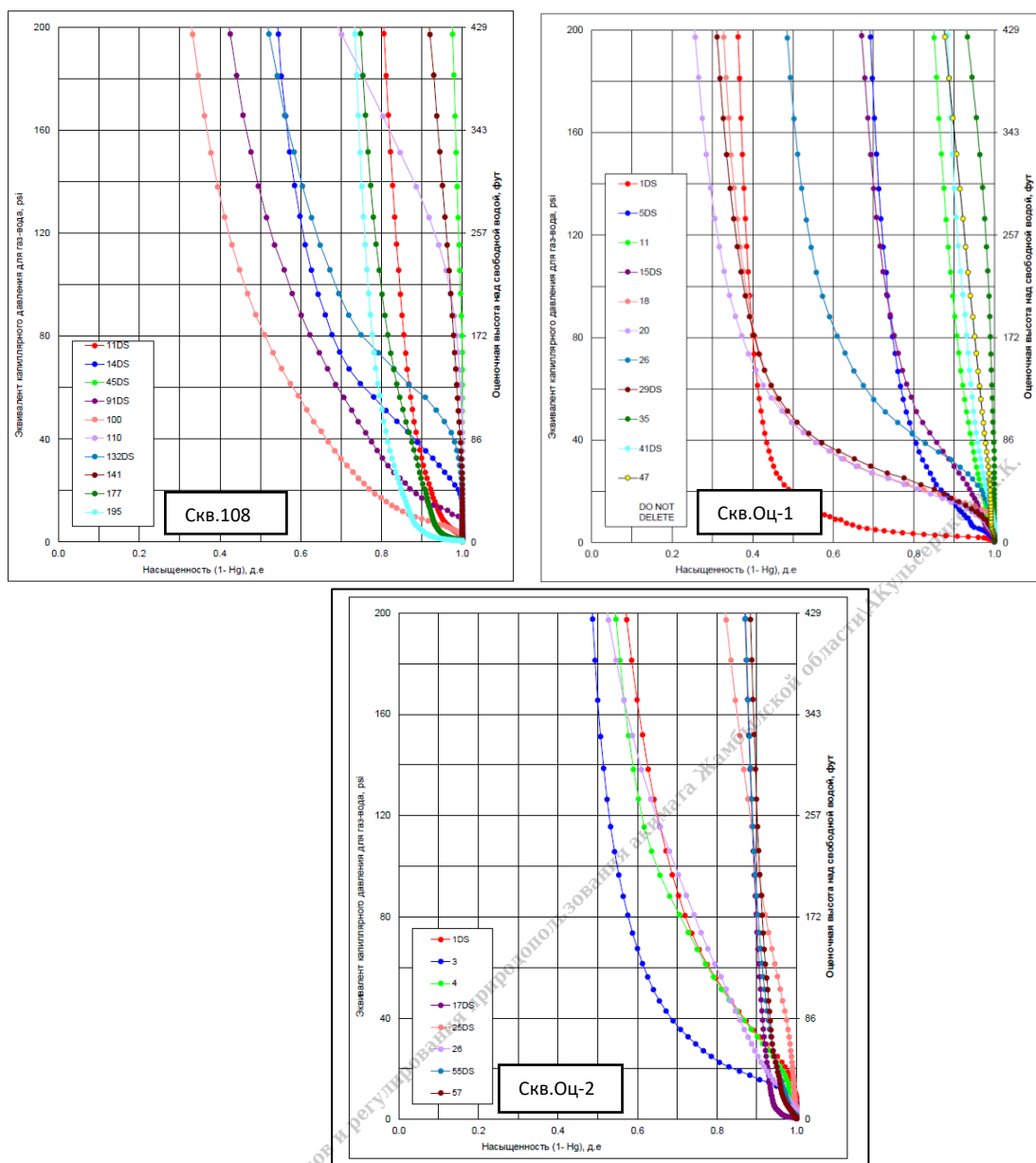


Рис. 2.4.14 - Эквивалент капиллярного давления для газ-вода

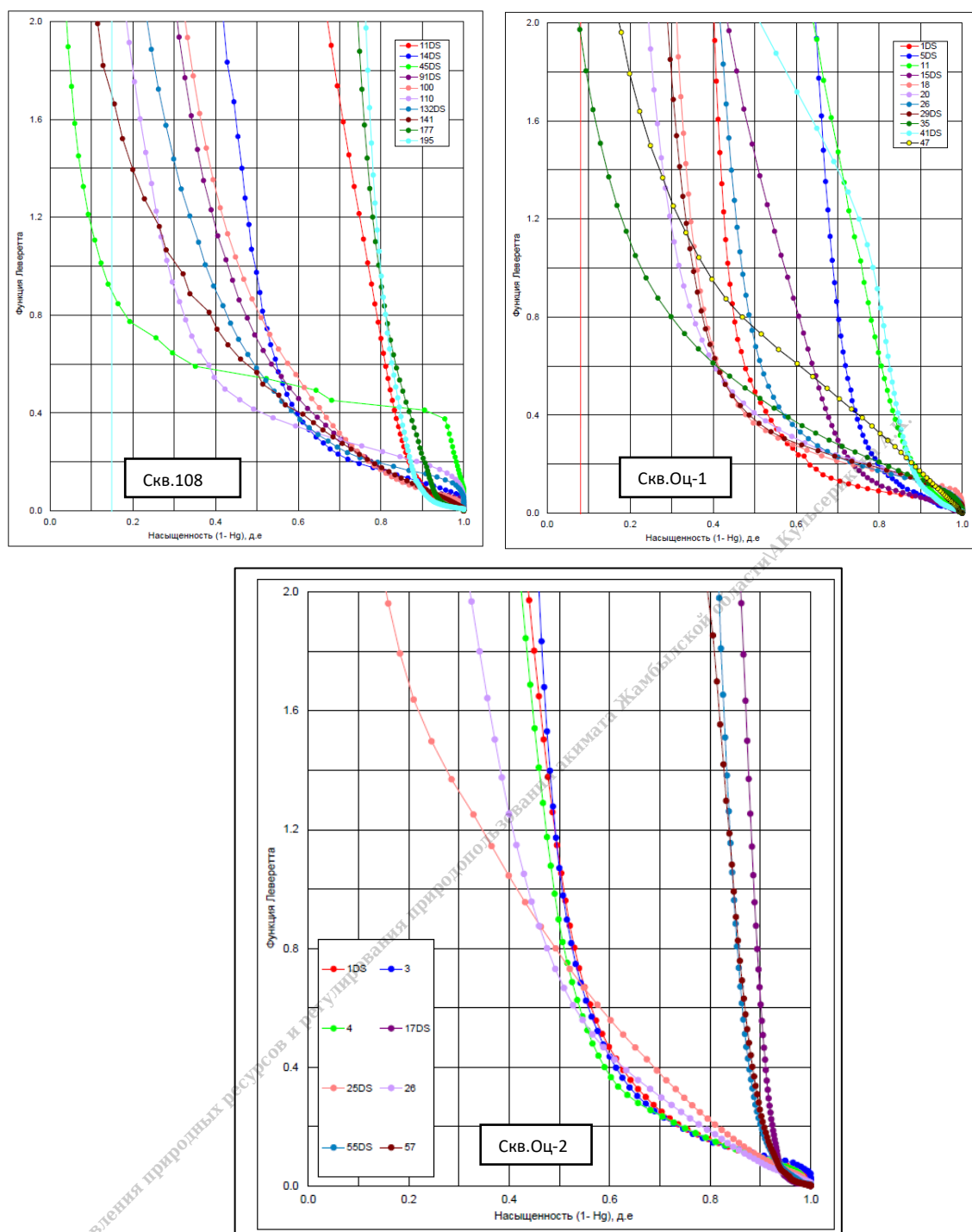


Рис. 2.4.15 – Функция Лаверетта

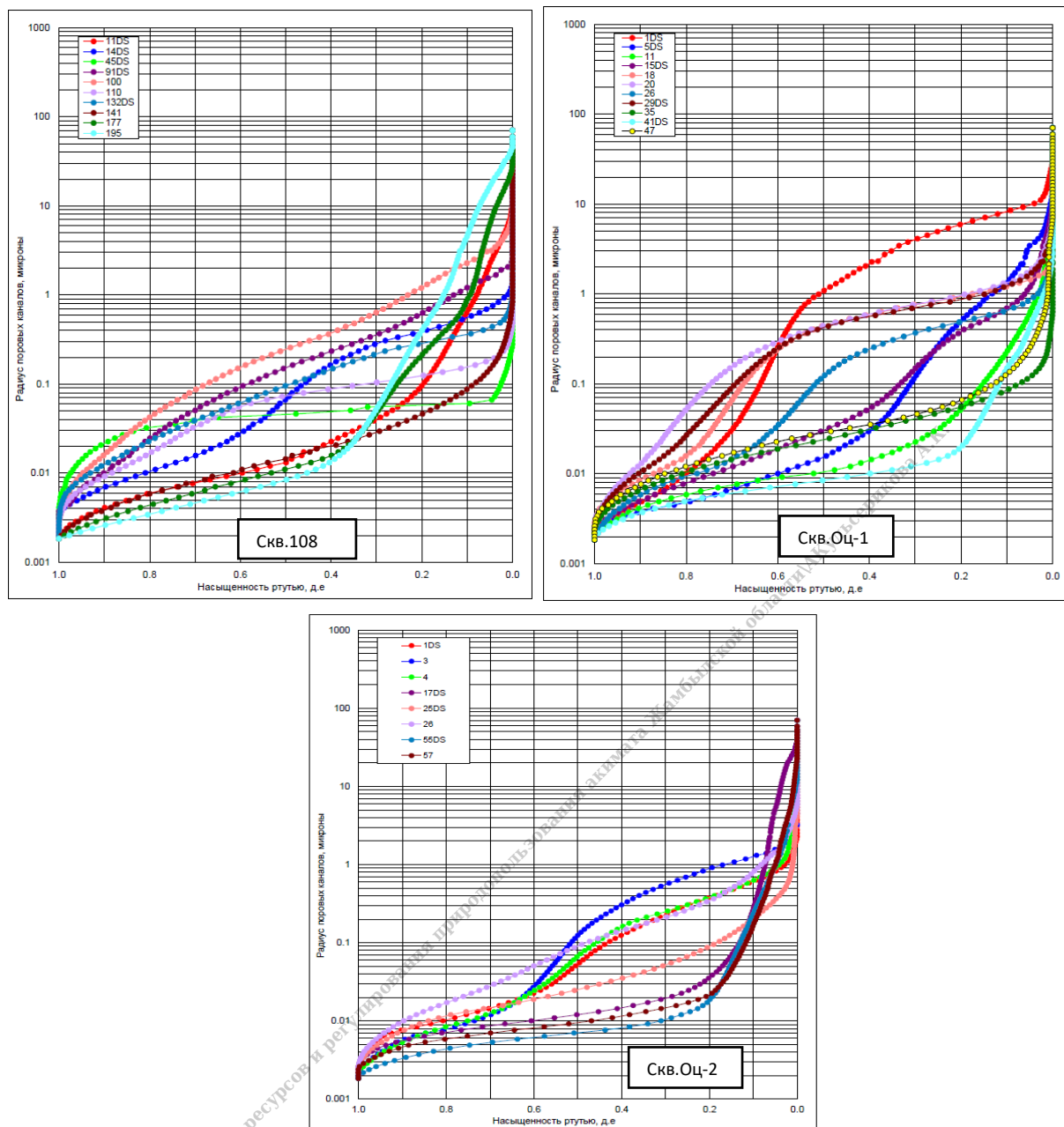


Рис. 2.4.16 – Радиус поровых каналов

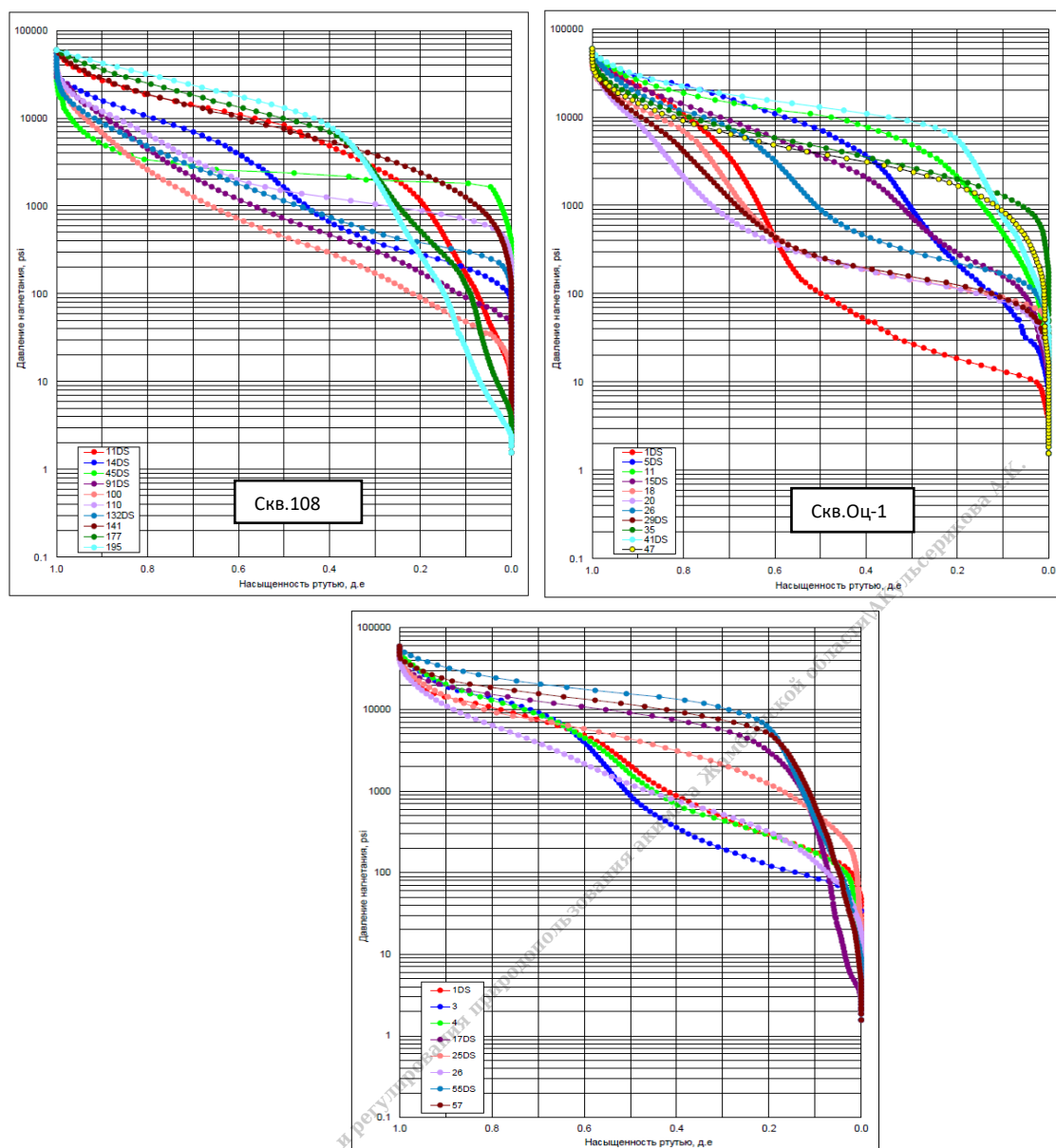


Рис. 2.4.17 – Капиллярное давление нагнетанием ртути

Относительная фазовая проницаемость методом центрифугирования

Относительная фазовая проницаемость в системе газ-вода была измерена путем вытеснения воды при постоянной скорости вращения центрифуги. Условием проведения эксперимента, позволяющим определить фазовые проницаемости, является наличие в центрифуге системы для дренажа и пропитки, т.е. метод инвертирования направления вытеснения.

Экспериментальные исследования проведены по пяти скважинам: 101, 106, 107, 108, Оц-1 и Оц-2. В скважинах 101, 106 и 107 отобрано по четыре образца, в скважине 108 восемь образцов, а в скважине Оц-1 десять образцов, а в скважине Оц-2 - пять образцов.

По результатам анализа данных по горизонту P1с, приведены кривые относительной фазовой проницаемости, по данным скважин 108, Оц-1 и Оц-2 при

коэффициентах водонасыщенности 83-94 % фазовые проницаемости газа и воды равны (рис.2.4.18).

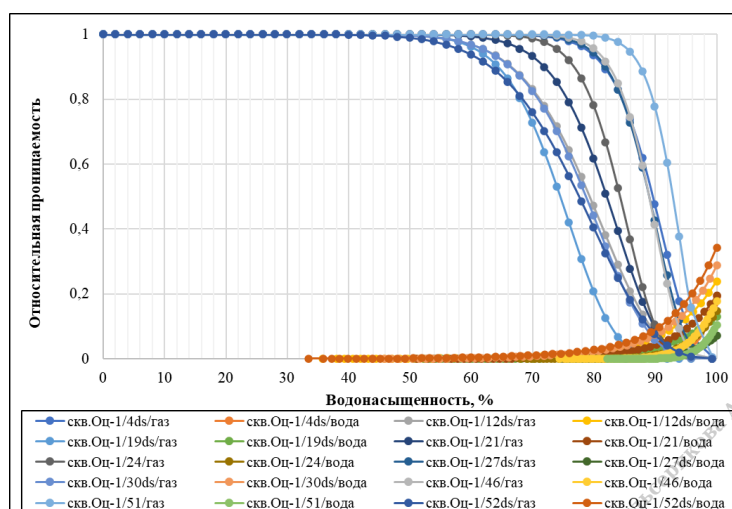


Рис. 2.4.18 - Относительные фазовые проницаемости в системе газ-вода по горизонту P1c

По горизонту C_{IV}1 приведены кривые относительной фазовой проницаемости, по которым по скважинам при коэффициентах водонасыщенности 60-90%. (рис.2.4.18).

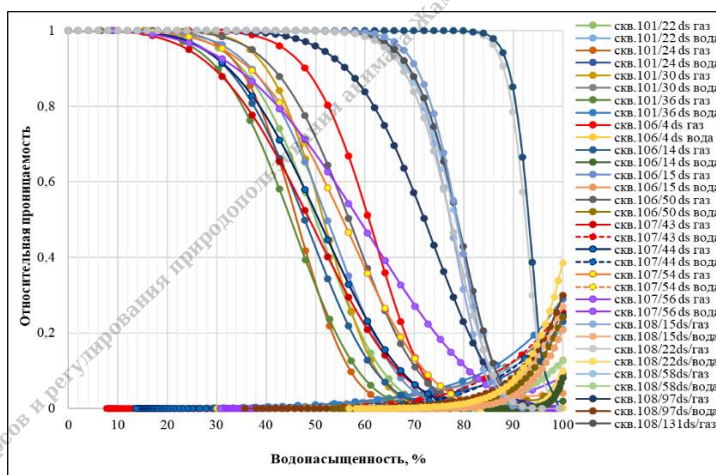


Рис. 2.4.19 - Относительные фазовые проницаемости в системе газ-вода по горизонту C_{IV}1

Рентгеноструктурный анализ (XRD) по горизонту P1c выполнен по 89 образцам из трех скважин - 108, Оц-1 и Оц-2.

Минералогический состав породы характеризуется преобладанием плагиоклаза (31,85%) и кварца (30,19%). Содержание ангидрита составляет 11,29%, калиевого полевого шпата - 5,99%. Количество глинистых минералов невысокое: хлорит - 4,19 %, гидрослюда (иллит) - 4,67%, каолинит - 3,44%, монтмориллонит - 0,38%. Также установлено присутствие слюды - 2,93%, галита - 2,35%, кальцита - 3,13%, сидерита - 0,16%, пирита - 0,69% и анальцита - 0,02%. На рисунке 2.22 представлена диаграмма XRD.

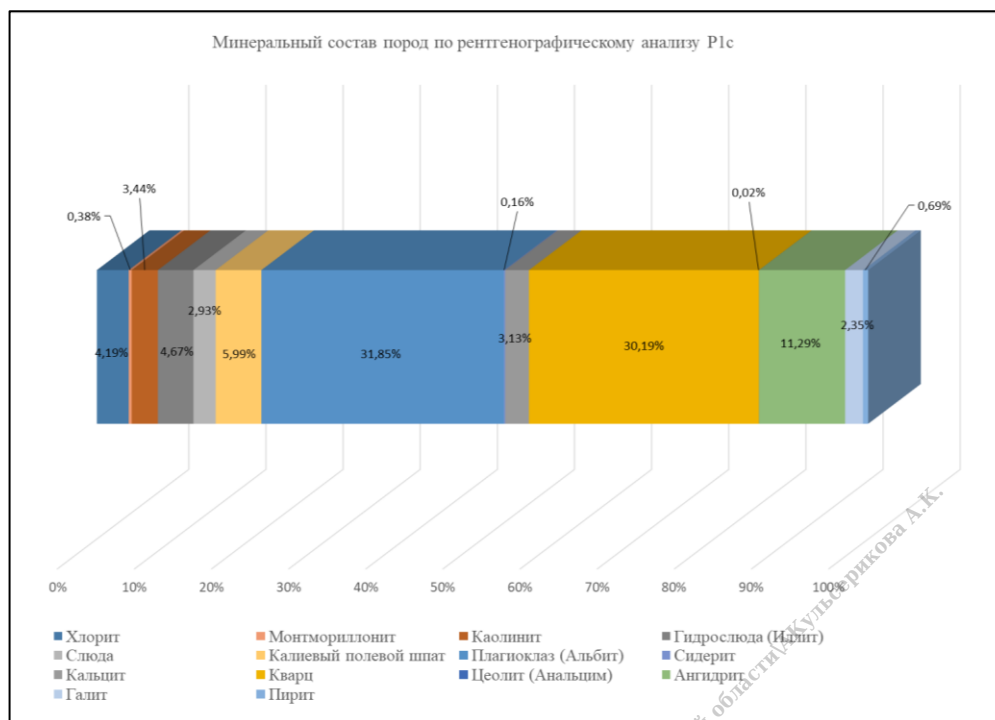


Рис. 2.4.20 - Минеральный состав пород по рентгеноструктурному анализу горизонт P1c

По горизонту C1sr анализ выполнен по 6 образцам керна. Согласно результатам, максимальное содержание доломита (70,5%) и кальцита (72%) отмечено в образцах керна из интервала 1787,0–1794,0 м (таблица 2.4.5).

Результаты рентгенофазового анализа образцов керна по скв.8 представлены на рис. 2.4.21.

Таблица 2.4.5 – Минеральный состав серпуховского яруса по скважине 8

№ п/п	№ обр,	Минеральный состав, мас, %										
		слюда	смектит	ССМ	кварц	ангидрит	плагноклаз	КПШ	кальцит	доломит	гематит	хлорит
1	6844 инт, 1649,5-1667,4 м – 0,51 м от начала		6	7	48	1	12		20		5	1
2	6845 инт, 1649,5-1667,4 м – 7,70 м от начала	1			74		2		23			1
3	6847 инт, 1649,5-1667,4 м – 16,36 м от начала	1			66		21	4	2		3,5	3
4	6849 инт, 1787,0-1794,0 м – 1,23 м от начала				16	11	1		1,5	70,5		
5	6853 инт, 1787,0-1794,0 м – 2,88 м от начала				11	1	1		33	55		
6	6854 инт, 1787,0-1794,0 м – 3,29 м от начала				9	1	3		72	15		

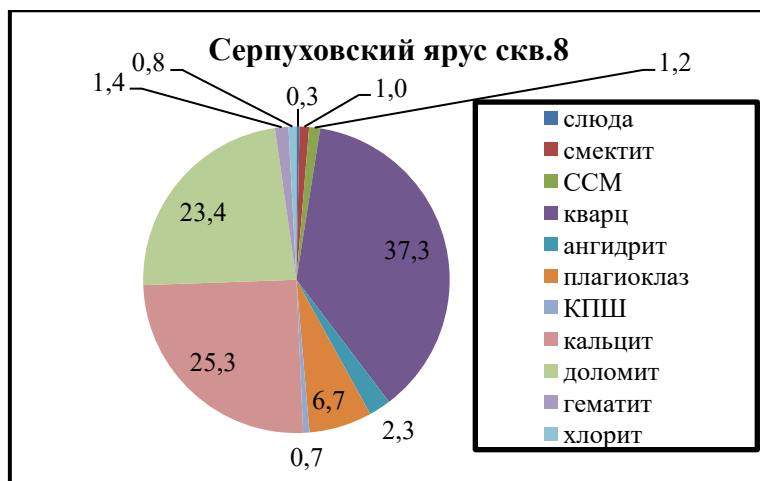
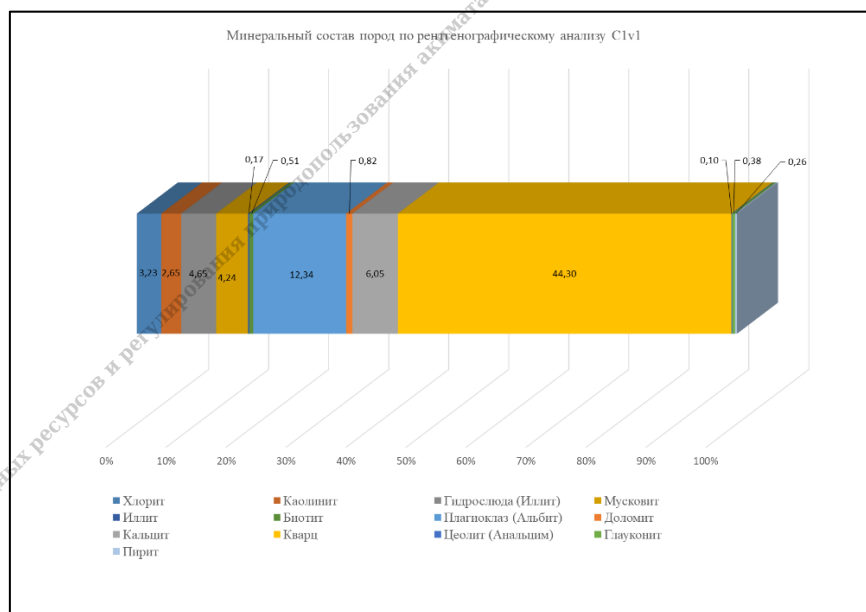


Рис. 2.4.21 - Результаты рентгенофазового анализа образцов яруса Серпуховский скв.8

По горизонту C_{IV1} содержание кварца в образцах в среднем составляет 44,30%, плагиоклаза (альбит) - 12,34%, кальцита - 6,05%, доломита - 0,82%. Содержание глинистых минералов следующее: гидрослюда (иллит) - 4,65%, хлорит - 3,23%, каолинит - 2,65%. Остальные минералы: глауконит - 0,38%, пирит - 0,26%, калиевый полевой шпат - 0,03%, слюда - 0,04%. На рисунке 2.4.22 представлен график XRD.

Рис. 2.4.22 - Минеральный состав пород по рентгеноструктурному анализу горизонт C_{IV1}

2.5 Запасы газа и газового конденсата

Степень изученности газоконденсатных залежей на месторождении позволила оценить запасы газа и конденсата по категории C_1 и C_2 . Запасы подсчитывались объемным методом по залежам и по месторождению в целом.

Согласно Протоколу ГКЗ РК на Государственный баланс РК приняты геологические / извлекаемые запасы в следующих количествах (таблица 2.5.1-2.5.2):

- **пластового газа (геологические/извлекаемые)**

$C_1 - 4049 \text{ млн.м}^3 / 1215 \text{ млн.м}^3$,

$C_2 - 141 \text{ млн.м}^3 / 21 \text{ млн.м}^3$;

- **конденсата (геологические/извлекаемые)**

$C_1 - 129 \text{ тыс.т} / 9 \text{ тыс.т}$,

- **сухого газа (геологические/извлекаемые)**

$C_1 - 4024 \text{ млн.м}^3$; $C_2 - 1207 \text{ млн.м}^3$.

Управления природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Жамбылской области/Акульсерикова А.К.

Таблица 2.5.1 – Месторождение Айракты. Подсчет начальных запасов газа и конденсата по состоянию на 01.01.2026г.

Горизонт	Район скважин	Зона	Категория	Площадь газонасыщенности, тыс. м ²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, д.е.		Пластовое давление, МПа.		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка на температуру	Коэффициент перевода технич. атм. на физические	Геологические запасы пластового газа, млн. м ³	Коэффициент извлечения газа, д.е.	Извлекаемые запасы пластового газа, млн. м ³	Доля сухого газа, д.е.	Геологические запасы сухого газа, млн. м ³	Извлекаемые запасы сухого газа, млн. м ³	Потенциальное содержание конденсата, г/м3	Геологические запасы конденсата, тыс. т	Коэффициент извлечения конденсата, д.е.	Извлекаемые запасы конденсата, тыс.т	
							пористости	газонасыщенности	начальное	конечное	при начальном пластовом давлении	при конечном пластовом давлении													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
В пределах контрактной территории																									
P _{1с}	-	ЧГ	C ₁	5406	12,7	48520	0,14	0,70	10,8	0,1	0,99	1	0,94	0,987	465	0,300	140	0,99	462	139	0	0	0	0	
	-		C ₂	4735	7,2	14685	0,14	0,70	10,8	0,1	0,99	1	0,94	0,987	141	0,150	21	0,99	140	21	0	0	0	0	
За пределами контрактной территории																									
P _{1с}	-	ЧГ	C ₁	3984	12,7	34894	0,14	0,70	10,8	0,1	0,99	1	0,94	0,987	335	0,300	101	0,99	333	100	0	0	0	0	
	-		C ₂	21059	7,2	106031	0,14	0,70	10,8	0,1	0,99	1	0,94	0,987	1017	0,150	153	0,99	1011	152	0	0	0	0	
Итого по P _{1с} :			C ₁	9390		83414									800		241		795	239		0		0	
			C ₂	25794		120716										1158		174		1151	173		0		0
			C ₁ +C ₂	35184		204130										1958		415		1946	411		0		0
C _{1сг}		ГВ	C ₁	3071	3,2	9828	0,14	0,74	15,8	0,1	1,18	1	0,86	0,987	161	0,038	6	0,99	160	6	35,9	6	0	0	
Всего по серпуховскому горизонту:			C ₁	3071		9828									161		6		160	6		6		0	
Нижневизейский горизонт C _{1V1}																									
C _{1V1} -А	(р-н-ск-в)	ЧГ	C ₁	2674	3,3	8761	0,17	0,65	24	0,1	1,09	1	0,85	0,987	211	0,312	66	0,99	210	66	35,9	8	0,063	1	
	(р-н-ск-в)	ЧГ	C ₁	17919	4,6	82481	0,17	0,66	24	0,1	1,09	1	0,85	0,987	2019	0,312	631	0,99	2007	627	35,9	72	0,063	5	
Итого C _{1V1} -А			C ₁	20593		91242									2230		697		2217	693		80		6	
Продолжение таблицы 1																									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
C _{1V1} -Б	(р-н-ск-в)	ЧГ	C ₁	2088	1,6	3261	0,16	0,77	24	0,1	1,09	1	0,848	0,987	88	0,312	27	0,99	87	27	35,9	3	0,063	0	
	(р-н-ск-в)	ЧГ	C ₁	15493	3,5	53594	0,15	0,63	24	0,1	1,09	1	0,848	0,987	1105	0,312	345	0,99	1098	343	35,9	40	0,063	3	
Итого C _{1V1} -Б			C ₁	17581		56855									1193		372		1185	370		43		3	
Всего по нижневизескому горизонту:			C ₁	38174		148097									3423		1069		3402	1063		123		9	
В пределах контрактной территории																									
В пределах контрактной территории			C ₁	46651		206445									4049		1215		4024	1207		129		9	
			C ₂	4735		14685										141		21		140	21		0		0
			C ₁ +C ₂	51386		221130											4190		1236		4164	1228		129	
За пределами контрактной территории																									
За пределами контрактной территории			C ₁	3984		34894									335		101		333	100		0		0	
			C ₂	21059		106031										1017		153		1011	152		0		0
			C ₁ +C ₂	25043		140925										1352		254		1344	252		0		0
Итого по месторождению:			C ₁	50635		241339									4384		1316		4357	1307		129		9	
			C ₂	25794		120716										1158		174		1151	173		0		0
			C ₁ +C ₂	76429		362055										5542		1490		5508	1480		129		9

Таблица 2.5.2 - Подсчет начальных запасов попутных компонентов по состоянию на 01.01.2026 г.

Горизонт	Категории	Запасы пл.газа, млн.м³		Потенциальное содержание, г/м³			Содержание гелия%	Содержание азота%	Геологические запасы компонентов, тыс.т						Геологические запасы гелия тыс.м³	Геологические запасы азота млн.м³
		Геол.	Извл	этана	пропана	бутана			этана		пропана		бутана			
									геол	извл	геол	извл	геол	извл		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
В пределах контрактной территории																
P1c	C₁	465	140	54,0	26,7	16,5	0,26	40,1	25	8	12	4	8	2	1	186
	C₂	141	21	54,0	26,7	16,5	0,26	40,1	8	1	4	1	2	0	0	57
За пределами контрактной территории																
P1c	C₁	335	101	54,0	26,7	16,5	0,26	40,1	18	5	9	3	6	2	1	134
	C₂	1017	153	54,0	26,7	16,5	0,26	40,1	55	8	27	4	17	3	3	408
Итого по P1c:	C₁	800	241						43	13	21	7	14	4	2	321
	C₂	1158	174						63	9	31	5	19	3	3	464
В пределах контрактной территории																
C₁sr	C₁	161	6	101,3	46,8	25,7			16	1	8	0	4	0	0	0
C₁V1-A	C₁	2230	697	80,8	37,5	17,2	0,18		180	56	84	26	38	12	4	0
C1V1-Б	C₁	1193	372	80,8	37,5	17,2	0,18		96	30	45	14	21	6	2	0
Итого по C1V1:	C₁	3423	1069						276	86	129	40	59	18	6	0
В пределах контрактной территории																
Итого по месторождению:	C₁	4049	1215						317	95	149	44	71	20	7	186
	C₂	141	21						8	1	4	1	2	0	0	57
За пределами контрактной территории																
Итого по месторождению:	C₁	335	101						18	5	9	3	6	2	1	134
	C₂	1017	153						55	8	27	4	17	3	3	408
В целом по месторождению:	C₁	4384	1316						335	100	158	47	77	22	8	321
	C₂	1158	174						63	9	31	5	19	3	3	464

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

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

С целью контроля за разработкой газоконденсатной залежи месторождения Айракты для оценки продуктивности скважин, емкостно-фильтрационных параметров пластов, энергетического состояния выполнен комплекс газодинамических исследований на стационарных (методом установившихся отборов – МУО) и нестационарных (методом восстановления давления – КВД) режимах фильтрации.

За период 2017-2026 гг. на месторождении Айракты выполнено 65 исследований в 14 скважинах методом кривой восстановления давления (КВД) и методом установившихся отборов – МУО, из них 16 исследований КВД были отбракованы в связи с несоблюдением технологии проведения исследований и невозможностью восстановления давления (на диагностическом графике отсутствует участок с нулевым уклоном, соответствующий радиальному фильтрационному потоку). Количество исследований ГДИС за период 2017-2026 гг. представлено в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Динамика гидродинамических исследований скважин и пластов

Годы	Число исследований			Всего
	КВД	Рзаб	МУО	
2017	2	-	-	2
2018	7	6	-	13
2019	13	-	1	14
2020	10	-	-	10
2021	7/5*	-	-	2
2022	9/3*	-	-	6
2023	3/2*	-	-	1
2024	2/2*	-	-	0
2025	11/4*	-	-	7
2026	1	-	-	1
Всего	65/49*	6	1	56

Примечание: * отбракованные исследования

Газодинамические исследования методом неустановившихся отборов – записью кривой восстановления давления (КВД), проведены во всех скважинах, которые позволили уточнить коэффициенты фильтрационных сопротивлений, а также другие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов призабойной зоны скважин.

В таблице 3.1.2 представлены результаты газодинамических исследований скважин, также результаты газодинамических исследований по скважинам представлены в табличном приложении П.3.1.1.

II объект (залежь C1v1)

За период 2021-2026 гг. было проведено 28 газодинамических исследований методом КВД в 10 скважинах (№№ 1, 4, 6Г, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 108), из них 15 исследований КВД были отбракованы в связи с несоблюдением технологии проведения исследований и невозможностью восстановления давления

В 2021 г. было проведено 2 газодинамических исследований методом КВД по 2 скважинам (№№105, 106).

В скважине №105 с 16 по 17 декабря 2021 г. было проведено газодинамическое исследование методом КВД, замерено пластовое давление и определены фильтрационно-емкостные свойства. Замеры давления в скважине выполнены прибором «ПиК-38» на глубине 2129 метров. Дебит скважины определен по фактической добыче за время проведения работ. Интерпретация ГДИС выполнялась в программном модуле «Saphir NL». Проницаемость составила 0,12 мД, пластовое давление – 15,7 МПа, определенная отрицательная величина скин-фактора (-0,468) свидетельствует об улучшенном состоянии призабойной зоны пласта. Из-за короткого времени исследования пластовое давление возможно не восстановленное и при дальнейших исследованиях рекомендуется увеличить длительность регистрации КВД как минимум до 15 дней.

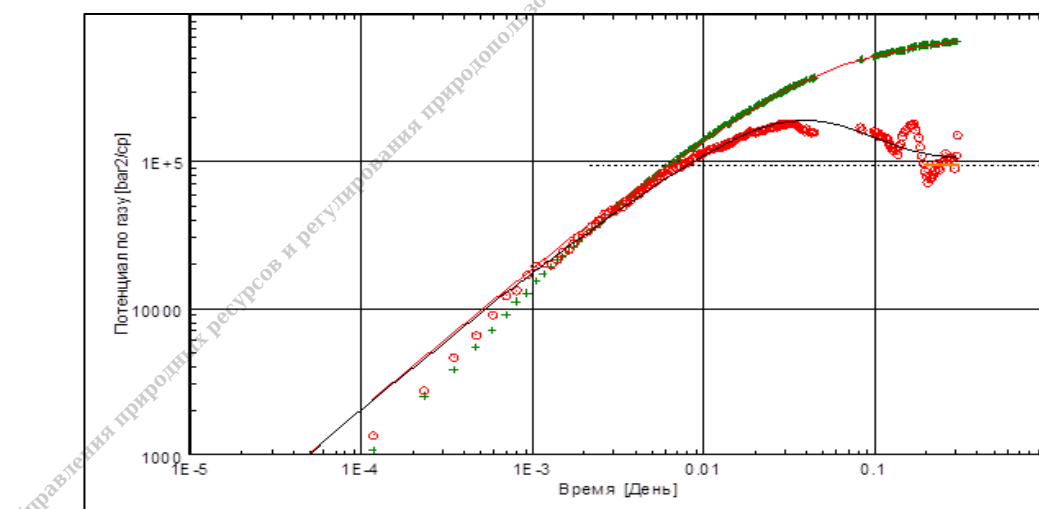


Рис. 3.1.1 – Диагностический график по скважине №105 от 16.12.2021г

В скважине №106 с 26 июля по 28 августа 2021г. было проведено газодинамическое исследование методом КВД, замерено пластовое давление и определены фильтрационно-емкостные свойства. Замеры давления в скважине выполнены прибором «ГАМТ №616» на глубине 2101 метров. Дебит скважины определен по фактической добыче за время проведения работ. Интерпретация ГДИС выполнялась в программном модуле «PanSystem». Проницаемость составила 0,0463 мД, пластовое давление – 19,2 МПа, забойное давление – 7,6 МПа. Скин-фактор показал отрицательное значение минус 5,5, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины.

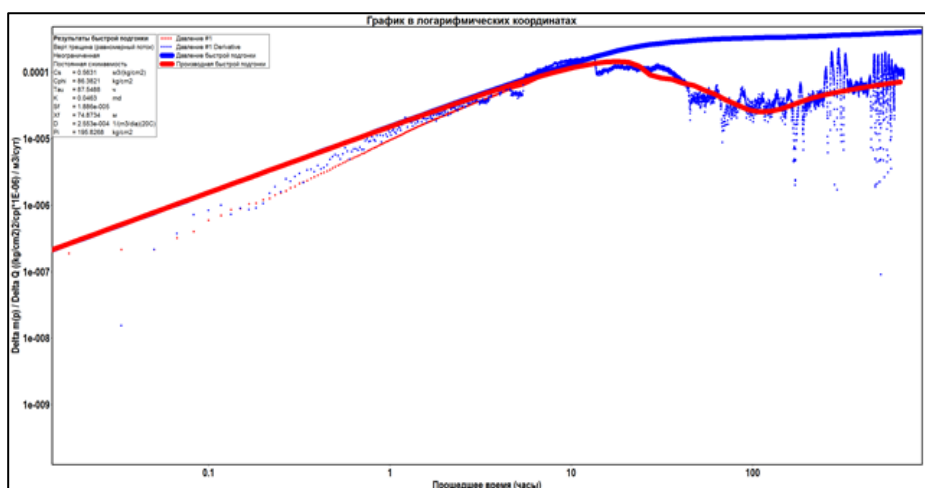


Рис. 3.1.2 – Диагностический график по скважине №106 от 27.07.2021г

В 2022 г. было проведено 6 газодинамических исследований методом КВД по 6 скважинам (№№ 4, 6Г, 101, 102, 103, 105).

В скважине №4, с 31 августа по 23 сентября 2022 г. было проведено газодинамическое исследование методом КВД, замерено пластовое давление и определены фильтрационно-емкостные свойства. Замеры давления в скважине выполнены прибором «Canada Tech» на глубине 2113 метров. Дебит скважины определен по фактической добыче за время проведения работ. Интерпретация ГДИС выполнялась в программном модуле «Saphir NL». Проницаемость составила 0,00035 мД, пластовое давление – 20,4 МПа, определенная отрицательная величина скин-фактора (-0,129) свидетельствует об улучшенном состоянии призабойной зоны пласта.

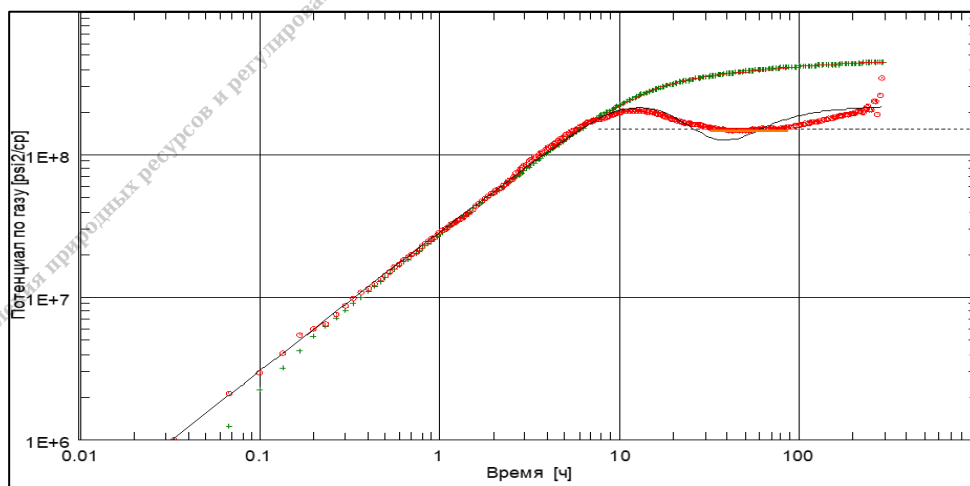


Рис. 3.1.3 – Диагностический график по скважине №4 от 31.08.2022г

В скважине №6Г с 30 апреля по 22 мая 2022 г. проведено гидродинамическое исследование методом КВД. Обработка данных проводилась на верхний интервал перфорации (2090 м) при помощи специализированного программного продукта «Saphir NL». По результатам графоаналитической обработки кривых определены следующие параметры: проницаемость, скин-фактор, давление пласта. Проницаемость составила 0,085

мД, пластовое давление – 19,2 МПа, забойное давление – 5,3 МПа. Скин-фактор показал отрицательное значение минус 1,15, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины.

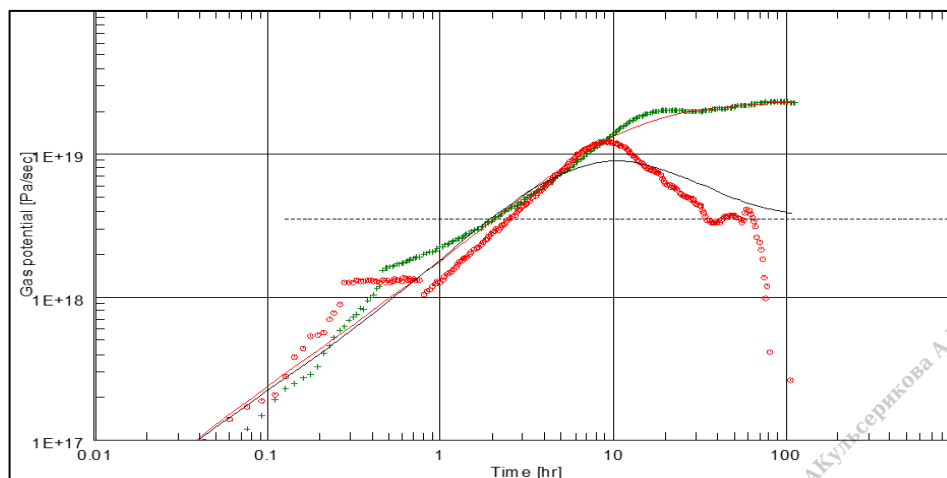


Рис. 3.1.4 – Диагностический график по скважине №6Г от 30.04.2022г

В скважине №101 с 31 августа по 22 сентября 2022 г. проведено гидродинамическое исследование методом КВД. Обработка данных проводилась на глубине 2102 м при помощи специализированного программного продукта «Saphir NL». По результатам графоаналитической обработки кривых определены следующие параметры: проницаемость, скин-фактор, давление пласта. Проницаемость составила 0,062 мД, пластовое давление – 16,4 МПа, забойное давление – 6,1 МПа. Скин-фактор показал положительное значение 2,88, что может указывать на загрязнение призабойной зоны скважины.

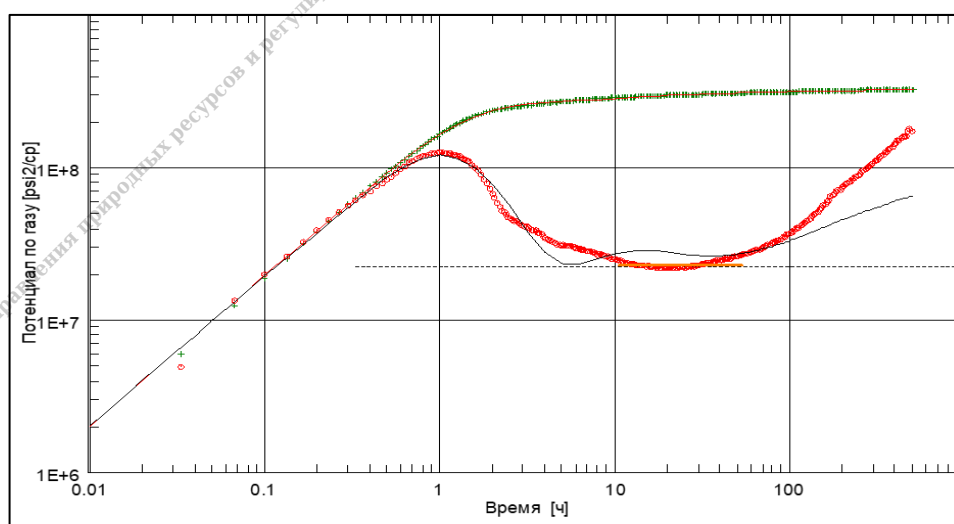


Рис. 3.1.5 – Диагностический график по скважине №101 от 31.08.2022г

В скважине №102 с 31 августа по 9 сентября 2022 г. проведены исследования методом КВД. Обработка данных проводилась на глубине 2160 м, при помощи специализированного программного продукта «Saphir NL». По результатам графоаналитической обработки кривых определены следующие параметры:

проницаемость, скин-фактор, давление пласта. Проницаемость составила 0,101 мД, пластовое давление – 14,2 МПа, забойное давление – 5,2 МПа. Скин-фактор показал положительное значение 3,32, что может указывать на загрязнение призабойной зоны скважины. Из-за короткого времени исследования пластовое давление возможно недовосстановленное и при дальнейших исследованиях рекомендуется увеличить длительность регистрации КВД как минимум до 15 дней.

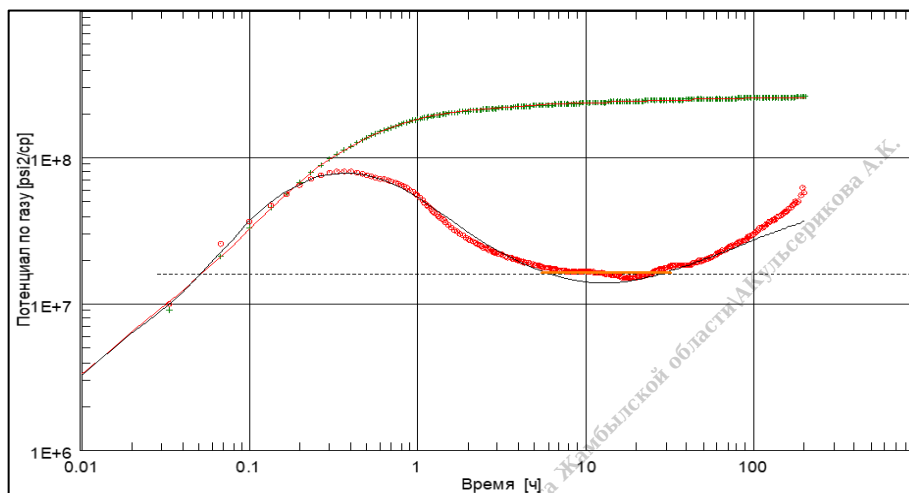


Рис. 3.1.6 – Диагностический график по скважине №102 от 31.08.2022г

В скважине №103 с 31 августа по 22 сентября 2022 г. было проведено газодинамическое исследование методом КВД, замерено пластовое давление и определены фильтрационно-емкостные свойства. Замеры давления в скважине выполнены прибором «Canada Tech» на глубине 2102 метров. Дебит скважины определен по фактической добыче за время проведения работ. Интерпретация ГДИС выполнялась в программном модуле Saphir NL. Проницаемость составила 0,501 мД, пластовое давление – 14,4 МПа, забойное давление – 5,6 МПа. По результатам интерпретации КВД, значение скин-фактора составило 4,01, что говорит об ухудшенном состоянии призабойной зоны пласта.

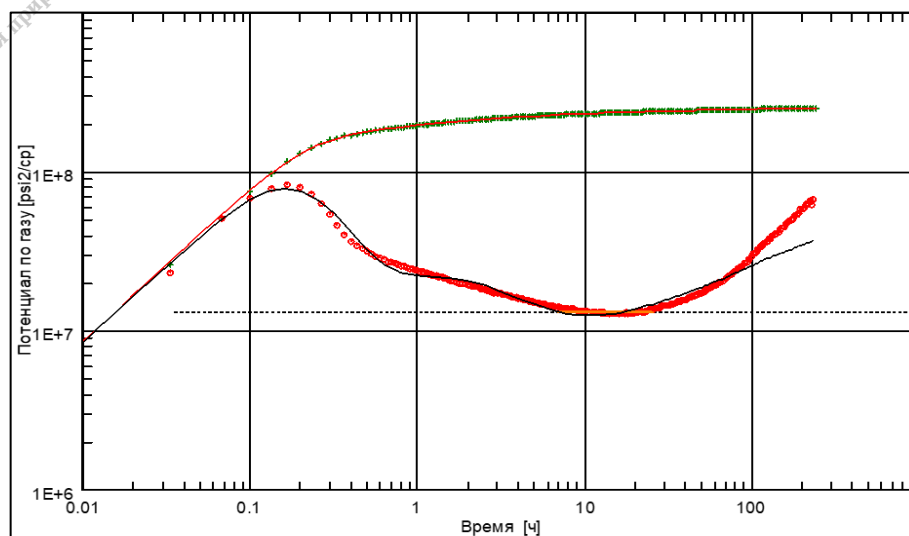


Рис. 3.1.7 – Диагностический график по скважине №103 от 31.08.2022г

В скважине №105 с 4 марта по 2 апреля 2022 г. было проведено газодинамическое исследование методом КВД, замерено пластовое давление и определены фильтрационно-емкостные свойства. Замеры давления в скважине выполнены прибором «Canada Tech5» на глубине 2129 метров. Дебит скважины определен по фактической добыче за время проведения работ. Интерпретация ГДИС выполнялась в программном модуле «Saphir NL». Проницаемость составила 0,21 мД, пластовое давление – 18,71 МПа, определенная значение скин-фактора составило 13.5, что говорит об ухудшенном состоянии призабойной зоны пласта.

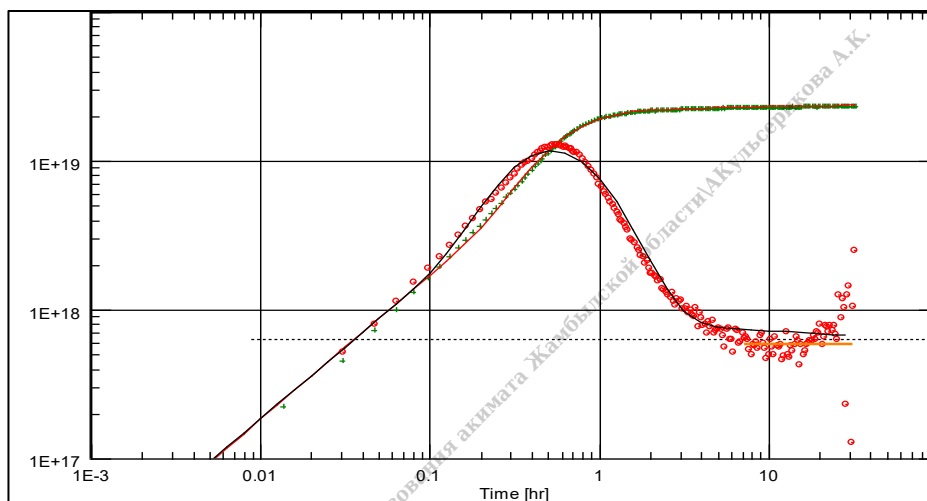


Рис. 3.1.8 – Диагностический график по скважине №105 от 04.03.2022г

В 2023 г. было проведено 1 газодинамическое исследование методом КВД в скважине №104, однако данное исследование было отбраковано в связи с недостаточным временем остановки скважины.

В 2024 г. было проведено 2 газодинамических исследований методом КВД по 2 скважинам (№№101, 102), однако данные исследования были отбракованы в связи с отсутствием стабилизации точек давления (наблюдаются скачки) на билогарифмическом графике.

В 2025 г. было проведено 5 газодинамических исследований методом КВД по 4 скважинам (№№ 1, 105, 106, 108).

В скважине №1, с 23 июня по 6 июля 2025 г. было проведено газодинамическое исследование методом КВД, замерено пластовое давление и определены фильтрационно-емкостные свойства. Замеры давления в скважине выполнены прибором «АЦМ-6 №11948» на глубине 2040 метров. Дебит скважины определен по фактической добыче за время проведения работ. Интерпретация ГДИС выполнялась в программном модуле «Saphir NL». Проницаемость составила 0,18 мД, пластовое давление – 9,5 МПа, определенная отрицательная величина скин-фактора (-2,7) свидетельствует об улучшенном состоянии призабойной зоны пласта.

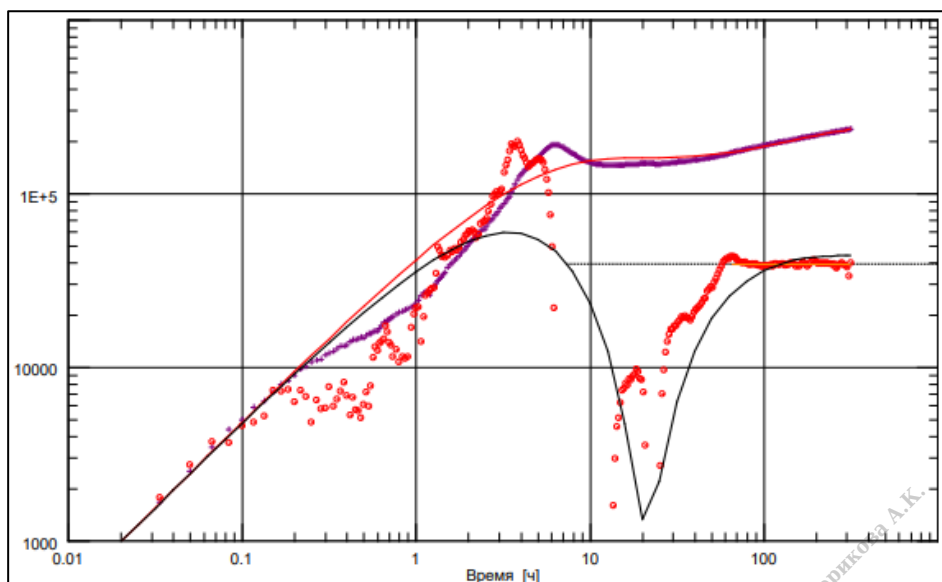


Рис. 3.1.9 – Диагностический график по скважине №1 от 23.06.2025г

В скважине №105 с 15 июня по 19 июля было проведено газодинамическое исследование методом КВД, замерено пластовое давление и определены фильтрационно-емкостные свойства. Замеры давления в скважине выполнены прибором «АЦМ-6.2В №1194» на глубине 2090 метров. Дебит скважины определен по фактической добыче за время проведения работ. Интерпретация ГДИС выполнялась в программном модуле Saphir NL. Проницаемость составила 0,01 мД, пластовое давление – 16,9 МПа. По результатам интерпретации КВД, скин-фактор показал отрицательное значение минус 3,16, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины.

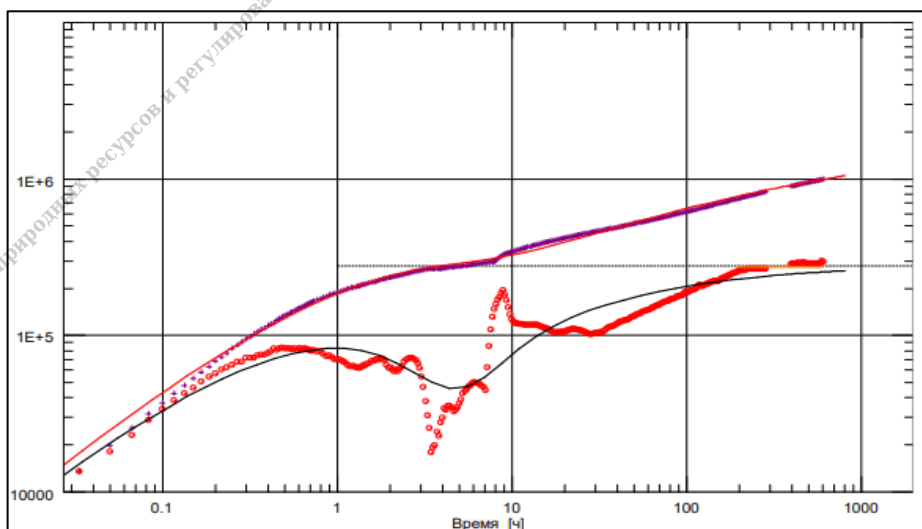


Рис. 3.1.10 – Диагностический график по скважине №105 от 15.06.2025г

В скважине №106 с 23 июня по 6 июля было проведено газодинамическое исследование методом КВД, замерено пластовое давление и определены фильтрационно-емкостные свойства. Замеры давления в скважине выполнены на глубине 2134 метров. Дебит скважины определен по фактической добыче за время проведения работ. Интерпретация ГДИС выполнялась в программном модуле Saphir NL. Проницаемость

составила 0,03 мД, пластовое давление – 15,75 МПа. По результатам интерпретации КВД, скин-фактор показал отрицательное значение минус 1,7, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины.

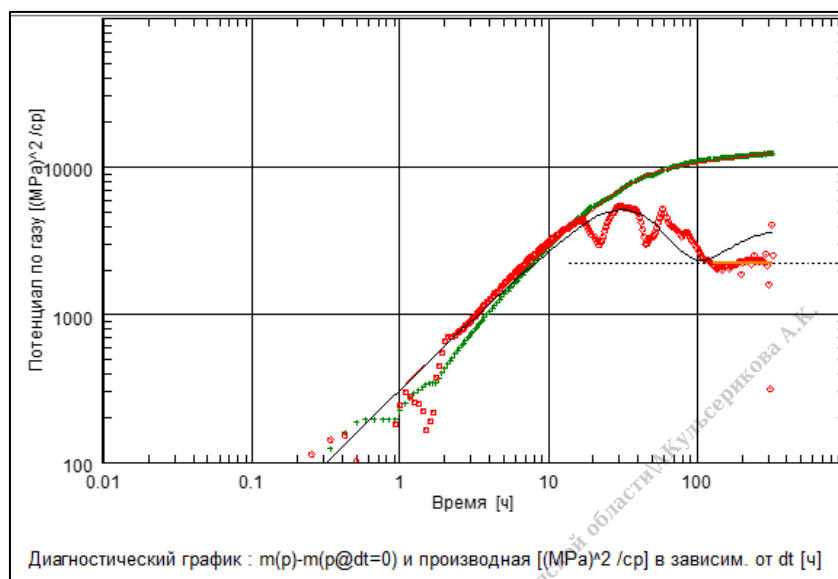


Рис. 3.1.11 – Диагностический график по скважине №106 от 15.06.2025г

В скважине №108 с 23 июня 6 июля было проведено газодинамическое исследование методом КВД, замерено пластовое давление и определены фильтрационно-емкостные свойства. Замеры давления в скважине выполнены прибором «АЦМ №11943» на глубине 1960 метров. Дебит скважины определен по фактической добыче за время проведения работ. Интерпретация ГДИС выполнялась в программном модуле «Saphir NL». Проницаемость составила 0,09 мД, пластовое давление – 25,57 МПа. По результатам интерпретации КВД, скин-фактор показал отрицательное значение минус 3,39, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины.

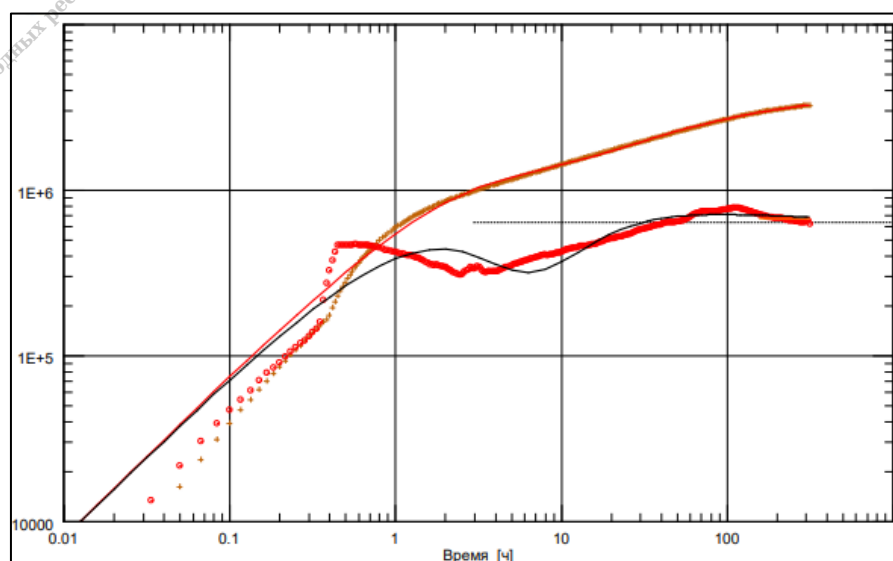


Рис. 3.1.12 – Диагностический график по скважине №108 от 23.06.2025г

В скважине №108 с 5 по 14 декабря было проведено газодинамическое исследование методом КВД, замерено пластовое давление и определены фильтрационно-емкостные свойства. Замеры давления в скважине выполнены прибором «АЦМ №11941» на глубине 1955 метров. Дебит скважины определен по фактической добыче за время проведения работ. Интерпретация ГДИС выполнялась в программном модуле «Saphir NL». Проницаемость составила 0,15 мД, пластовое давление – 22,1 МПа. По результатам интерпретации КВД, скин-фактор показал отрицательное значение минус 2,0, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины.

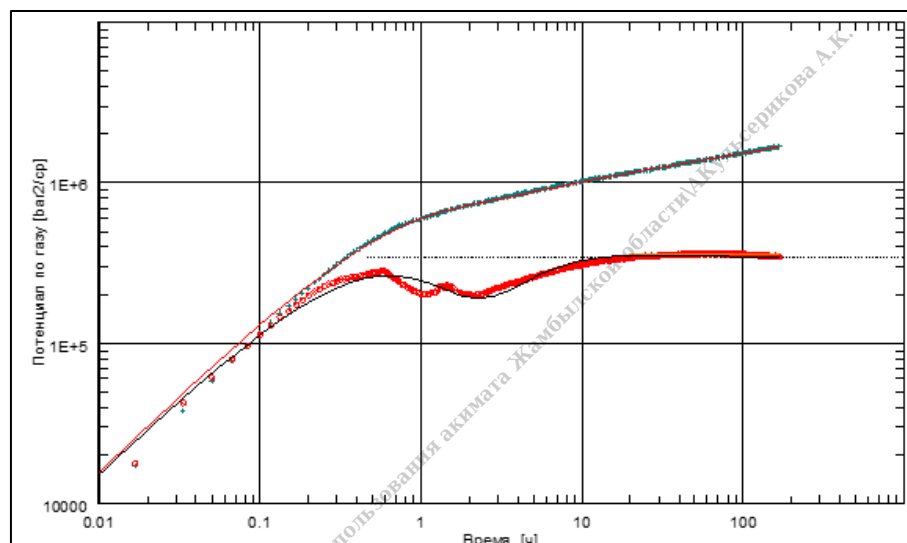


Рис. 3.1.13 – Диагностический график по скважине №108 от 05.12.2025г

II объект (залежь C1sr)

За период 2021-2026 гг. было проведено 1 газодинамическое исследование методом КВД в скважине №8.

С 10 по 11 сентября 2023 г. в скважине №8 было проведено газодинамическое исследование методом КВД, замерено пластовое давление и определены фильтрационно-емкостные свойства. Замеры давления в скважине выполнены прибором «Карсар» на глубине 1802 метров. Дебит скважины определен по фактической добыче за время проведения работ. Интерпретация ГДИС выполнялась в программном модуле «Saphir NL Escrip». По результатам определена проницаемость, которая составила 5,0 мД, пластовое давление – 8,5 МПа. Скин-фактор показал отрицательное значение – минус 3,41, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины. Из-за короткого времени исследования пластовое давление возможно недовосстановленное и при дальнейших исследованиях рекомендуется увеличить длительность регистрации КВД как минимум до 15 дней.

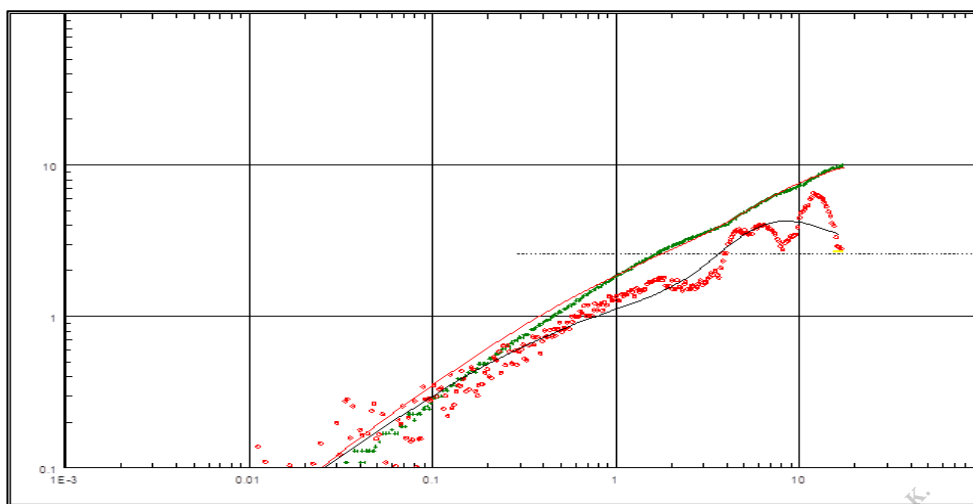


Рис. 3.1.14 – Диагностический график по скважине №8 от 10.09.2023г

За период 2021-2026 гг. проведено 3 газодинамических исследования методом КВД в оценочных скважинах ОЦ-1 в пермских отложениях, в скважине ОЦ-2 в нижневизейских отложениях.

С 5 по 9 июня 2025 г. в скважине **ОЦ-1** было проведено газодинамическое исследование методом КВД, замерено пластовое давление и определены фильтрационно-емкостные свойства. Замеры давления в скважине выполнены прибором «Кедр-38» на глубине 830 метров. Дебит скважины определен по фактической добыче за время проведения работ. Интерпретация ГДИС выполнялась в программном модуле «Saphir NL». По результатам определена проницаемость, которая составила 1,2 мД, пластовое давление – 10,6 МПа. Скин-фактор показал положительное значение 11,8, что может указывать на загрязнение призабойной зоны скважины. Из-за короткого времени исследования пластовое давление возможно не восстановленное и при дальнейших исследованиях рекомендуется увеличить длительность регистрации КВД как минимум до 15 дней.

С 23 июня по 5 июля 2025 г. в скважине **ОЦ-1** было проведено газодинамическое исследование методом КВД. Замеры давления в скважине выполнены прибором «АЦМ-6 №11946» на глубине 840 метров. Дебит скважины определен по фактической добыче за время проведения работ. Интерпретация ГДИС выполнялась в программном модуле «Saphir NL Ecrin». По результатам определена проницаемость, которая составила 16,0 мД, пластовое давление – 9,956 МПа. Скин-фактор показал отрицательное значение – минус 4, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины.

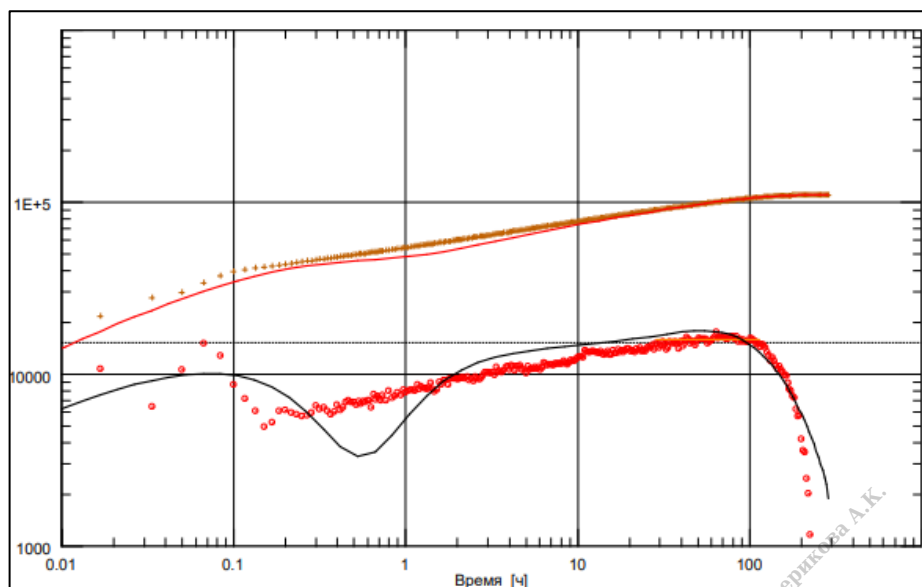


Рис. 3.1.15 – Диагностический график по скважине ОЦ-1 от 23.06.2025г

С 5 по 8 февраля 2026 г. в скважине **ОЦ-2** было проведено газодинамическое исследование методом КВД, замерено пластовое давление и определены фильтрационно-емкостные свойства. Замеры давления в скважине выполнены прибором «Кедр-38» на глубине 2166 метров. Интерпретация ГДИС выполнялась в программном модуле «Saphir NL». По результатам определена проницаемость, которая составила 0,11 мД, пластовое давление – 26,4 МПа. Скин-фактор показал отрицательное значение 1,41, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины.

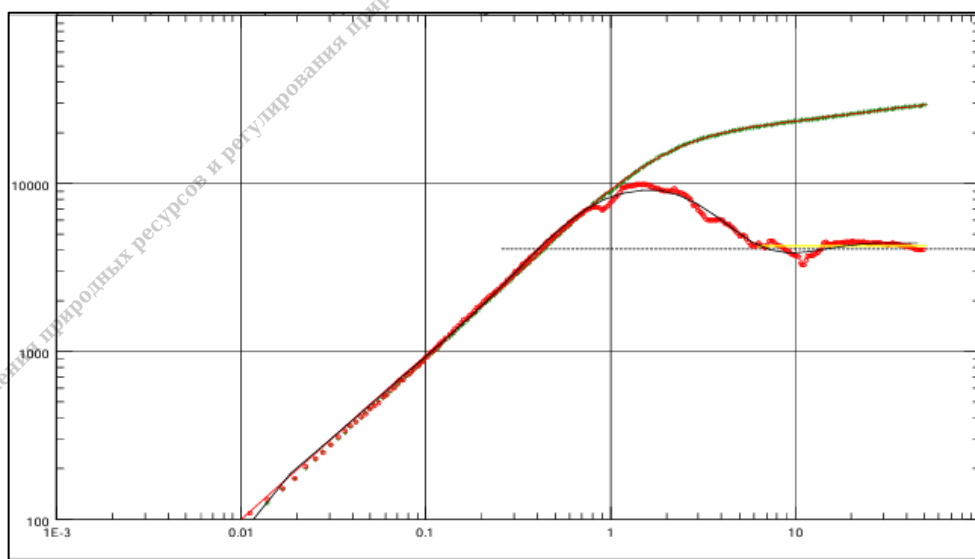


Рис. 3.1.16 – Диагностический график по скважине ОЦ-2 от 05.02.2026г

На месторождении проведено исследование методом установившихся отборов в 2019 г. по скважине №104 на семи режимах работы, путем изменения диаметра шайбы в следующем порядке: 4 мм – 5 мм – 6 мм – 7 мм – 6 мм – 5 мм – 7 мм. По результатам выполненного анализа судя по отчету сервисной компании были получены коэффициенты фильтрационного сопротивления А и В, которые составили "А" = 0,195883 и "В" =

0,00040995 соответственно. Однако данные значения КФС вызвали сомнения, так как они при данных режимах $R_{пл}$ и $R_{заб}$ соответствуют anomalously высоким дебитам газа 300-600 тыс.м³ и зависимость $P_2/Q=f(Q)$ графическим путем не получается. В связи с этим коэффициенты фильтрационного сопротивления для расчета были скорректированы с использованием поправочных коэффициентов, учитывающих изменение пластового давления.

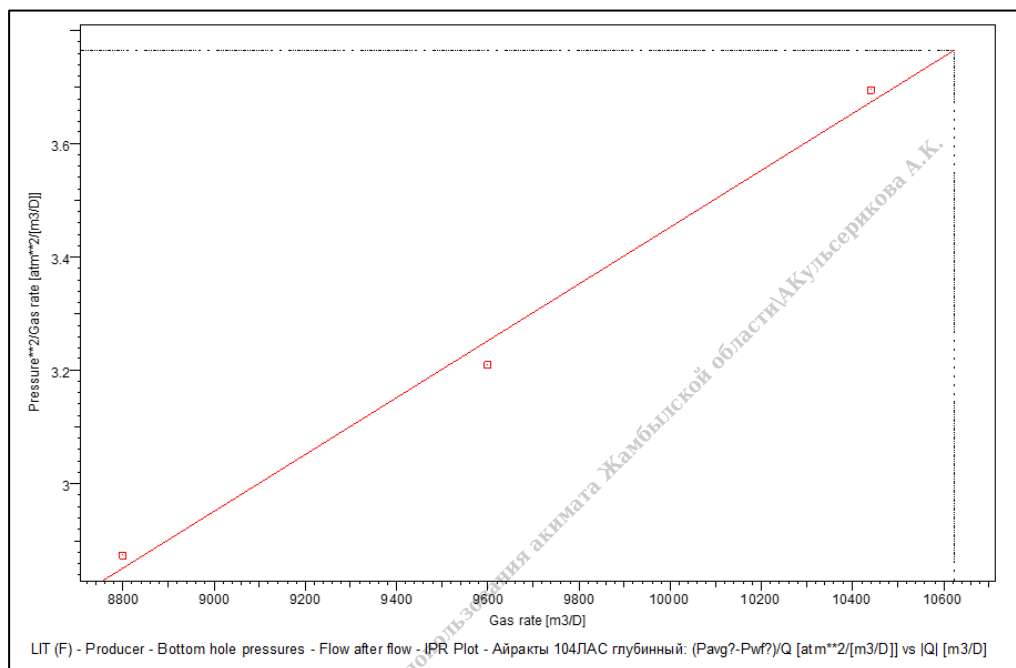


Рис. 3.1.17 – Индикаторная диаграмма в координатах $P_2/Q=f(Q)$. Скв. №104

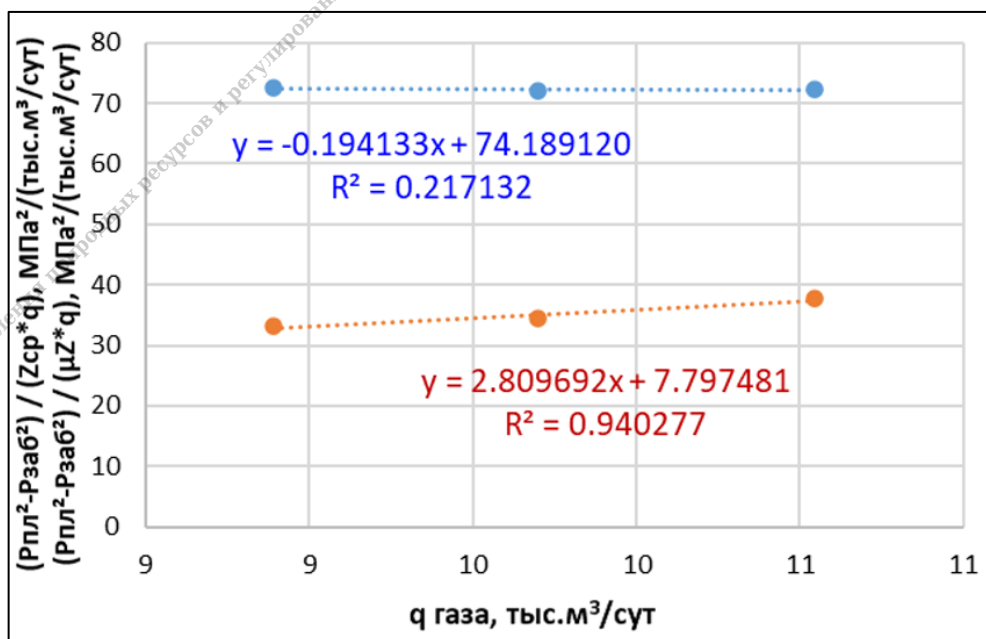


Рис. 3.1.18 – Индикаторная диаграмма в координатах $P_2/Q=f(Q)$. Скв. №104

Таблица 3.1.2 - Результаты исследования добывающих скважин и пластов по объектам

Наименование	Кол-во		Интервал изм.	Сред. знач.	Кол-во		Интервал изм.	Сред. знач.	Кол-во		Интервал изм.	Сред. знач.
	скв.	изм.			скв.	изм.			скв.	изм.		
	I объект				II объект				Пермь			
	C ₁ V ₁				C ₁ sr							
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	24,0		1	1	15,8		1	1	10,8	
Пластовая температура, °C	9	22	48,9-77,8	70,4	1	1	66,49	66,49	2	2	35,85-36,95	36,4
Дебит газа, тыс.м³/сут	10	40	2,1-50	12,5	1	3	1,9-3	2,3	2	2	17,9-309,8	163,8
Продуктивность, тыс.м³/(сут•МПа)	10	40	1,2-57,2	11,2	1	1	0,57	0,57	1	2	0,39-120,7	60,5
Газопроводимость, мкм²*м/МПа*с	10	39	0,007-1,47	0,301	1	2	0,005-0,03	0,0173	2	2	0,082-6,2	2,16
Пьезопроводность, см²/с	10	40	0,0002-28,8	7,6	1	2	0,65	0,65	2	2	71,16-572,6	284,9
Проницаемость, мД	10	60	0,0003-2,5	0,290	1	3	0,019-0,163	0,09	2	2	1,2-16,0	10,5
Коэффициенты фильтрационного сопротивления*,												
a, МПа²/(тыс.м³/сут)²	21,292				14,001				0,4504			
b, МПа²/(тыс.м³/сут)²	0,04456				0,22				0,1465			

Обоснование начального пластового давления

Для залежи нижневизейского горизонта начальное пластовое давление в ПЗ-2021г. было принято равным 27,07 МПа. Указанное значение сформировано по результатам первого подсчета запасов (1981 г.) на основе данных по скважине №1 (первооткрывательнице) и в последующих работах принималось без корректировки.

Анализ первичных материалов (акты испытаний, Книга 3; Протокол ГКЗ СССР №8884) показал, что определение начального пластового давления по нижневизейскому горизонту в рамках первого подсчета запасов (1981 г.) выполнено при отсутствии прямых забойных замеров. В актах на испытание объектов VI, VII и VIII в скважине №1 прямо указано, что глубинные манометры не устанавливались («манометр в затрубное пространство не ставился»), в связи с чем измерения пластового давления на забое не проводились. Данный факт подтверждается Протоколом ГКЗ СССР №8884 от 1981 года (п. 2.4.5), согласно которому глубинные замеры выполнялись только на отдельных объектах месторождения Амангельды, тогда как по остальным залежам, включая месторождение Айракты, фиксировались исключительно устьевые давления.

В связи с отсутствием прямых замеров пластовое давление определялось косвенным расчетным способом путем пересчета устьевого давления с учетом веса столба газа и для скважины №1 (интервал 2180 м) при устьевом давлении 22,82 МПа, относительной плотности газа 0,686 и коэффициенте сжимаемости $z = 0,86$ был принят поправочный коэффициент 1,2013, что дало расчетное значение пластового давления 27,41 МПа. Аналогичные расчеты по другим интервалам данной скважины (2097–2110 м) показали значения 27,06–27,11 МПа, на основании чего было принято значение начального давления порядка 27 МПа.

Вместе с тем следует учитывать, что в процессе испытаний скважины №1 фиксировался вынос конденсата и водяного пара, что свидетельствует о наличии жидкой фазы в стволе скважины. В этих условиях применение поправочного коэффициента, рассчитанного для сухого газового столба, является методически некорректным и приводит к завышению расчетного пластового давления. Это обстоятельство прямо отмечено и в Протоколе ГКЗ СССР №8884 (п. 2.4), где указано, что определение пластового давления пересчетом устьевых замеров при наличии жидкости на забое может сопровождаться существенными погрешностями. Таким образом, полученные в 1981 г. значения начального пластового давления порядка 27 МПа сформировано на основе косвенных расчетов при отсутствии прямых забойных измерений, также являются результатом методических ограничений применяемого подхода.

Дополнительная оценка пластового давления выполнена на основе современных промысловых данных. По результатам замеров, выполненных в 2025 г. с применением высокоточных электронных глубинных манометров, получены значения пластового давления на уровне 21,1–21,8 МПа, что существенно ниже ранее принятого значения и подтверждает необходимость его уточнения.

Для определения обоснованного значения начального пластового давления выполнен анализ зависимости p/z от накопленной добычи газа на основе уравнения материального баланса газовой залежи. В анализ включены результаты кондиционных исследований методом КВД за период 2018–2026 гг., приведенные к сопоставимым условиям. Значения пластового давления предварительно осреднены, коэффициент сверхсжимаемости определен расчетным путем. Полученная зависимость характеризуется высокой степенью аппроксимации ($R^2 = 0,9546$) и отражает закономерное снижение p/z с ростом накопленной добычи газа, соответствующее газонапорному режиму разработки залежи. Экстраполяция зависимости $p/z = f(G_p)$ к начальному состоянию залежи ($G_p = 0$) позволяет определить исходное значение параметра. Полученные результаты свидетельствуют о более низком уровне начального пластового давления по сравнению с ранее принятым значением.

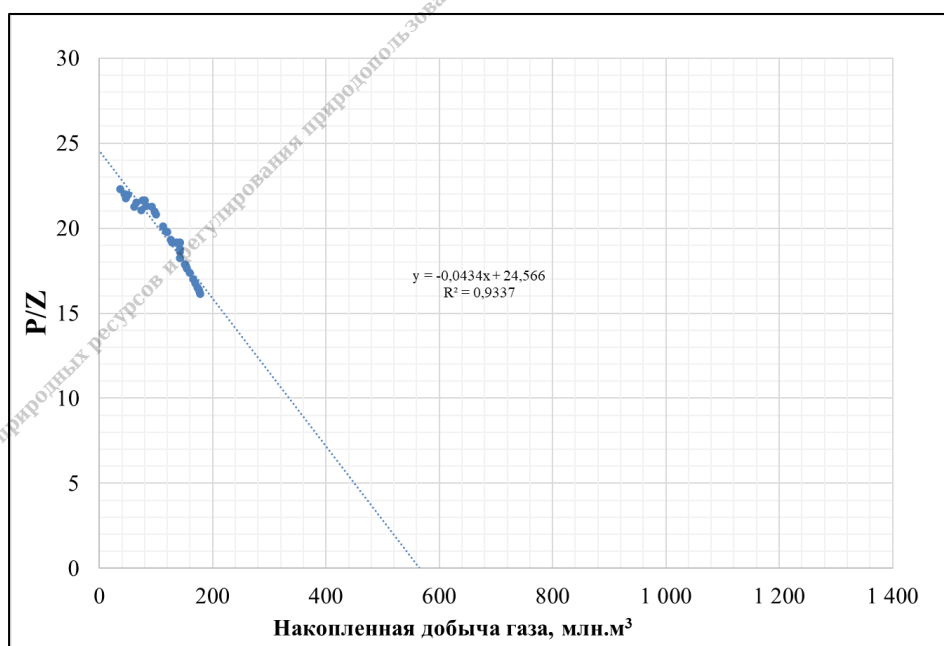


Рис. 3.1.19 - Зависимость пластового давления от накопленной добычи газа

Дополнительно выполнена оценка пластового давления на основе анализа градиентов давления по данным ГДИС. Для нижневизейской залежи на уровне ГВК –1819,5 м полученные значения градиента давления формируют обоснованный диапазон пластового давления, согласующийся с результатами анализа материального баланса. При среднем значении градиента 0,01083 МПа/м расчетное пластовое давление на уровне ГВК

составляет порядка 24 МПа, что подтверждает согласованность результатов анализа материального баланса.

Таблица 3.1.3 - Градиенты давления по скважинам

№№Скв.	101	102	104	105	106	В среднем
Градиент давления, МПа/м	0,01234	0,01186	0,01045	0,00790	0,01160	0,01083

Таким образом, совокупность факторов, включая отсутствие прямых забойных замеров на этапе первичного подсчета, применение косвенных методов расчета с ограничениями, наличие жидкой фазы в стволе скважины, а также результаты современных исследований и анализа материального баланса, свидетельствует о завышении ранее принятого значения начального пластового давления 27,07 МПа. Указанное значение 27,1 МПа было получено в 1972 году в условиях технической невозможности проведения прямого забойного замера в глубокой поисковой скважине. При его определении была использована формула Лапласа–Бабинне для «сухого» газового столба, тогда как фактически ствол скважины содержал смесь газа и жидкости, что привело к систематическому завышению расчетного давления. В последующем эта величина была принята как фактическая (в том числе в интерпретациях 1981 года), что привело к завышению примерно на 20% и стало одной из причин искажения оценки объема газа в пласте и последующих несоответствий в расчетах КИГ и запасов.

С учетом результатов комплексного анализа, включая интерпретацию данных ГДИС, анализ зависимости p/z и современные замеры пластового давления, в рамках утвержденного ПЗ-2026г. начальное пластовое давление по нижневизейскому горизонту принято равным 24 МПа как расчетное обоснованное значение, соответствующее совокупности имеющихся данных и обеспечивающее корректное воспроизведение энергетического состояния залежи при моделировании разработки.

Для залежи серпуховского горизонта начальное пластовое давление принято равным 15,8 МПа по результатам исследований КВД, проведенных в скважине №8, а для залежи пермского горизонта - 10,8 МПа, принятое как среднее значение пластовых давлений, полученным по ряду скважин, что обеспечивает обоснованную оценку начальных пластовых условий на основе фактических гидродинамических исследований.

3.1.1 Характеристика энергетического состояния

За период 2021-2026 гг. для оценки и контроля энергетического состояния залежей на месторождении были проведены 33 газодинамические исследования методом КВД в 14 скважинах, из них 16 исследований КВД были отбракованы в связи с несоблюдением технологии проведения исследований и невозможностью восстановления давления (на диагностическом графике отсутствует участок с нулевым уклоном, соответствующий радиальному

фильтрационному потоку). В таблице 3.1.4 приведены результаты замеров пластового давления по КВД, приведенные к начальным отметкам ГВК (-1819,5 м) по объекту I и ГВК (-1419,4 м) по объекту II.

На рисунке 3.1.20 приведена динамика пластового давления по скважинам I объекта. Из графика видно, что средневзвешенное значение пластового давления в период 2018-2019 гг. увеличилось, что наблюдается в результате ввода в эксплуатацию 4 новых скважин и включения в средневзвешенную величину пластового давления замеров в зонах дренирования данных скважин. После 2019 г. пластовое давление начало снижаться, из-за естественного падения. Однако в 2022 г., в результате закрытия месторождения на 9 месяцев пластовое давление восстановилось. Значения пластового давления, полученные в ходе исследований по объекту I за 2023 г. и 2024 г. отбракованы, в связи с этим значения Рпл усреднены на основе данных за второе полугодие 2022 г. В течение 2023 г. на I объекте было проведено лишь одно исследование на скважине №104, длительность которого составила всего один день. В связи с этим, значение пластового давления по скважине №104 отбраковано, из-за недостаточной длительности проведения исследования. На текущий момент по результатам ранее проведенных исследований, текущее приведенное значение пластового давления составляет 16,2 МПа.

На месторождении Айракты дать полноценную оценку энергетического состояния не представляется возможным, так как проводится недостаточное количество замеров пластовых давлений. Среднее текущее приведенное динамическое пластовое давление снизилось по отношению к начальному. Возможно, это связано с недовосстановленностью пластовых давлений при проведении исследований, либо с частичным выпадением конденсата в призабойной зоне скважины, т.к. в зоне отбора замеренные забойное и пластовое давления ниже значения давления начала конденсации 20,9 МПа. В таком случае, в скважине происходит движение двухфазного потока. При выпадении из потока конденсата создаются осложнения в добыче, связанные с его накоплением на забое, что приводит в итоге к самозадавлыванию скважины и снижению дебита газа.

Таблица 3.1.4 - Динамика приведенного пластового давления по объектам разработки

Годы	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Приведенное пластовое давление на ГВК, МПа (Объект I)	17,0	17,1	19,0	18,4	18,2	18,3	17,5	17,5	16,2
Приведенное пластовое давление на ГВК, МПа (Объект II)	-	-	-	-	-	-	8,6	-	-

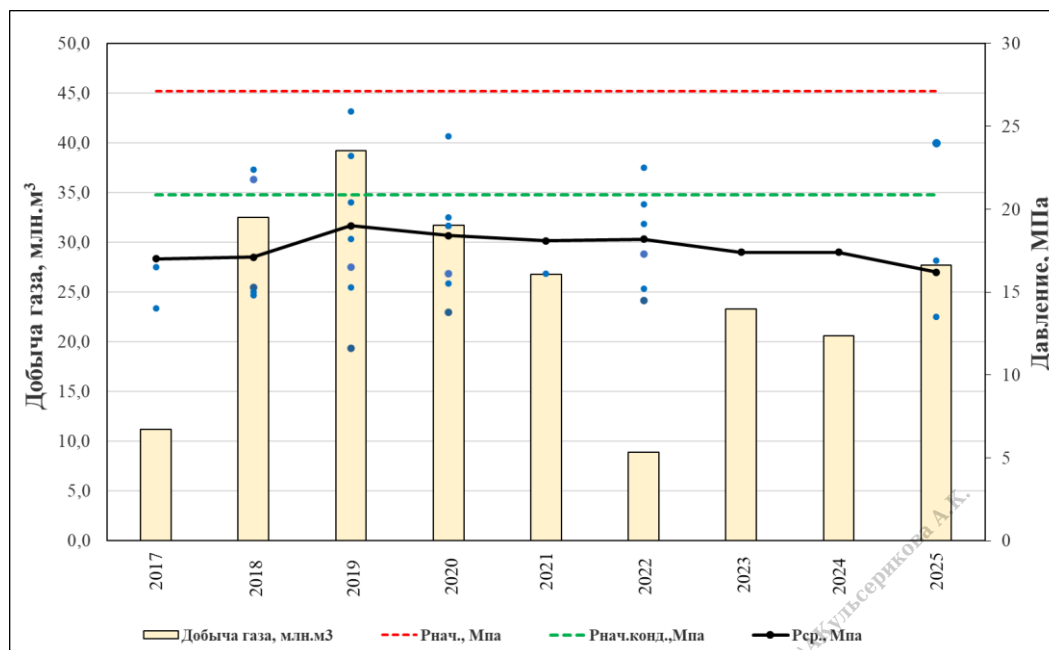


Рис. 3.1.20 – Динамика пластового давления месторождения Айракты по I объекту

Падение пластового давления и низкая газоотдача газоконденсатного месторождения обусловлены совокупностью геолого-физических и фильтрационных факторов, определяющих ограниченный дренируемый объем пласта. Продуктивные нижневизейские и серпуховские отложения представлены терригенно-карбонатным коллектором и характеризуются общей пористостью порядка 10 %, при этом доля порового пространства, реально участвующего в фильтрации, является существенно меньшей вследствие микропорового строения, слабой гидродинамической связности и выраженной литологической неоднородности. При проницаемости порядка 0,1 мД и ниже фильтрация газа осуществляется преимущественно по локально развитым проницаемым интервалам, тогда как основной объем пласта в дренирование вовлекается ограниченно. Как видно из представленных графиков (рис.3.1.21) изменения пластового давления по скважинам, в короткий период после начала эксплуатации зафиксировано резкое снижение значений пластового давления, что указывает на быстрое истощение ограниченного объема, вскрытого скважинами, без формирования устойчивого радиуса дренирования. Дополнительно для газоконденсатной системы характерен ранний выход ниже давления начала конденсации, сопровождающийся выпадением ретроградного конденсата в призабойной зоне и снижением относительной проницаемости по газу. В результате разработка месторождения при условиях отсутствия активной водоносной системы характеризуется быстрым падением пластового давления при незначительных объемах накопленной добычи и формированием низкой фактической газоотдачи, что соответствует наблюдаемой динамике пластового давления по данным промысловых наблюдений.

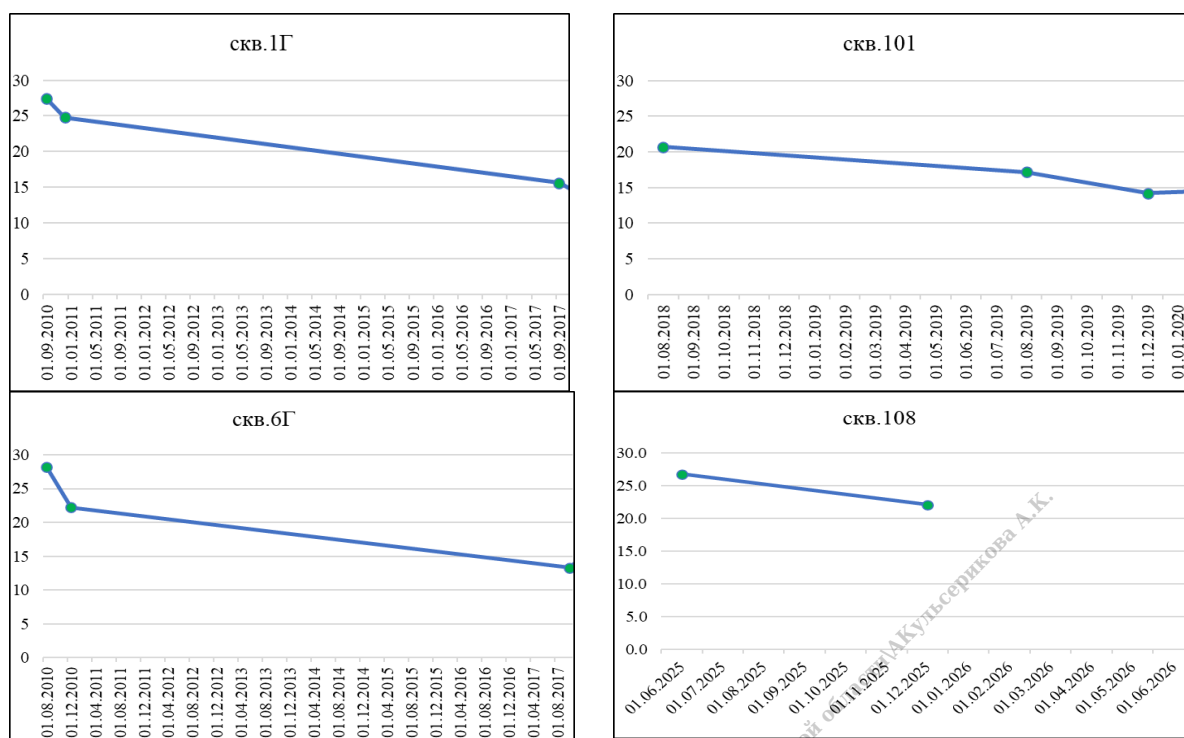


Рис. 3.1.21 - Динамика пластового давления по скважинам

Стоит также отметить, что в рамках настоящего отчета проведено сравнение трендов фактического падения пластового давления и прогнозируемого в утвержденном Проекте разработки, что продемонстрировано на рисунке 3.1.22. На графике видно, что в ПР-2022 г. было заложено медленное снижение пластового давления. В прогнозных расчетах значения пластового давления приняты как продолжение наблюдаемой динамики фактического снижения пластового давления. При этом по ряду скважин отмечается недостаточная продолжительность замеров, в связи с чем часть данных была отбракована, что может снижать достоверность определения текущих значений пластового давления.

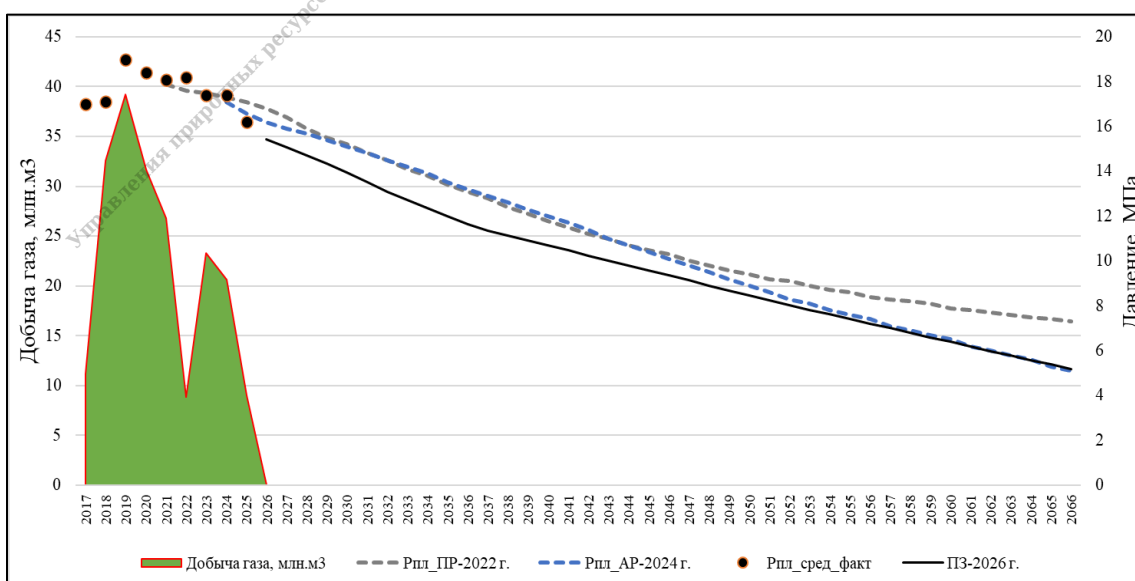


Рис. 3.1.22 - Динамика пластового давления

Для более полной оценки энергетического состояния продуктивных залежей предлагается проводить качественные газодинамические исследования на значительном количестве скважин в течение года с соблюдением необходимой продолжительности исследований.

3.1.2 Оценка методов интенсификации притока в скважине. Показатели гидроразрыва пласта

Одним из наиболее эффективных методов интенсификации притока из пласта в скважину является метод гидравлического разрыва пласта (ГРП) путем воздействия на горные породы, слагающие пласты, жидкостями, закачиваемыми в пласт под высоким давлением и с высокой скоростью закачки. В результате воздействия на горные породы в структуре пласта образуются трещины субвертикального или субгоризонтального направления.

Оценка состояния призабойной зоны скважин до и после ГРП проведена по результатам интерпретации гидродинамических исследований методом КВД.

Исследования позволяют определить такие параметры пласта как проницаемость, скин-фактор и геометрию зоны дренирования. В таблице 3.1.5 приведены значения скин-факторов и коэффициентов проницаемости до и после ГРП.

Таблица 3.1.5 – Результаты исследований призабойной зоны скважин

№скв	Дата ГРП	Результаты исследований					
		До ГРП			После ГРП		
		Дата исследования	К проницаемости, мД	So (скин-фактор)	Дата исследования	К проницаемости, мД	So (скин-фактор)
101	18.10.2017	-	-	-	01.08.2018	0,03	-2,48
102	01.12.2017	-	-	-	01.08.2018	0,54	-2,13
103	29.12.2017	-	-	-	30.06.2018	2,54	-0,50
104	15.01.2019	11.01.2019	0,0467	7,76	01.08.2019	0,17	-4,11
105	17.01.2019	-	-	-	29.01.2019	0,12	-1,88
106	31.12.2019	-	-	-	29.06.2020	1,25	-0,34
107	31.12.2019	-	-	-	-	-	-
	08.05.2021	-	-	-	-	-	-
103	24.12.2023	31.08.2022	0,501	4,01	-	-	-
108	05.06.2025	-	-	-	23.06.2025	0,09	-3,4
ОЦ-1	13.06.2025	05.06.2025	1,2	11,8	23.06.2025	16,0	-4,0
ОЦ-2	12.05.2026	05.02.2026	0,11	-1,41	-	-	-

Оценить изменения состояния призабойной зоны возможно на скважинах №104 и ОЦ-1, на которой исследования проводились до и после ГРП. Из таблицы видно, что в призабойной зоне наблюдается существенное улучшение фильтрационно-емкостных свойств после проведенного ГРП.

Скин-фактор, по результатам гидродинамических исследований, после ГРП имеет отрицательные значения, что свидетельствует о благоприятном состоянии призабойной зоны скважин.

Параметры работы скважин до и после ГРП представлены в таблице 3.1.6.

Таблица 3.1.6– Показатели эксплуатации добывающих скважин до и после ГРП

№ скв	Дата ГРП	До ГРП		После ГРП		Эффективность		Длительность эффекта, мес
		Дебит газа, тыс. м³/сут	Дебит конденсата т/сут	Дебит газа, тыс. м³/сут	Дебит конденсата т/сут	Δ газа, тыс. м³/сут	Δ конденсата, т/сут	
101	18.10.2017	При освоении после бурения		11,9	0,37	11,9	0,37	3
102	01.12.2017			52,7	2,47	52,7	2,47	2
103	29.12.2017	1,0	0,001	74,0	2,25	73	2,249	2
104	15.01.2019	36,5	1,47	69,5	1,30	33	0,17	15
105	17.01.2019	4,3	0,70	6,3	0,87	2	0,17	6
106	31.12.2019	0,5	0,01	9,8	0,18	9,3	0,17	7
107	31.12.2019	При освоении после бурения		В эксплуатацию не вводилась				
	08.05.2021							
103	24.12.2023	6,6	0,04	2,1	0,009	-	-	-
108	05.06.2025	При освоении после бурения		19,8	0,004	19,8	0,004	
ОЦ-1	13.06.2025	При испытании		41,4	-	41,4	-	

В результате проведенных 12 ГРП на 11 скважинах положительный эффект был достигнут в 9 из них. Продолжительность эффекта варьировала от 2 до 15 месяцев. Толщина обрабатываемых интервалов, объемы закачанных рабочих агентов и давление разрыва для всех проведенных скважинно-операций представлены в таблице 3.1.7.

Таблица 3.1.7 – Технологические параметры ГРП

№№ скв	Дата ГРП	Глубина установки пакера, м	Интервал перфорации	Мощность обработки ваемого интервалам	Объёмы закачанных реагентов				Давление разрыва, МПа	Общая закреплённая длина трещины, м	Средняя закреплённая высота трещины, м	Средняя закрепл. высота трещины в продукт зоне, м
					Ко-во проппанта, т	Удельный расход проппанта т/м³	Объём геля, м³	Объём продавки, м³				
104	15.01.2019	2040,3	2067,0-2072,0 2073,0-2075,0 2079,0-2100,0 2106,0-2115,0 2134,0-2138,0	41	30	0,216	138,6	6,9	33,0	52,759	53,270	19,597
105	17.01.2019	2101,9	2129,0-2136,0 2140,0-2149,0 2160,0-2162,0 2165,0-2176,0 2190,0-2200,0	39	30	0,277	108,2	7,0	37,0	130,055	102,041	18,782
106	31.12.2019	1959,0	2115,0-2124,0	9	40	0,276	144,8	7,29	34,8	90,835	37,54	8,989
107	31.12.2019	2084,76	2128,0-2132,0 2134,0-2141,0 2151,0-2155,0	15	40	0,271	147,4	6,9	53,5	124,88	29,998	22,246
	08.05.2021	1648,9	1685,0-1688,0 1706,0-1710,0 1713,5-1717,5 1758,0-1766,0	19	15	0,283	52,9	5,6	45,0	н.д.	н.д.	н.д.
103	24.12.2023	2052,0	2089,0-2099,0 2111,0-2115,0	14	80		34	3,5	14,0	152,63	42,045	9,997
108	05.06.2025	1972,5	2091-2099,5; 2103-2109; 2111- 2114; 2119-2122; 2124-2127,5; 2130-2141	35	40		133,2	7,5	83,2	43,5	47,9	3,5
ОЦ-1	13.06.2025	778	823-824; 827-835; 836,5-844; 851-857	22,5	30		104,2	5,02	18,5	20,0	26,3	7,98
ОЦ-2	12.05.2026	770	814-815; 815.5-819.5; 821-834; 842-845	21	30		50,4	4,9	35,3	49,7	46,6	12,9

Очистки ствола скважин от выпадения конденсата

В 2021 г. специалисты компании ТОО «Equipment Services LTD» проводили исследования различных режимов колтюбинговых операций, с целью очистки ствола скважин от механических примесей в интервале перфорации. Эффект от проведения колтюбинговых операций заключается в снижении уровня накапливаемой жидкости на забое в результате выноса выпавшего на забое конденсата. После проведения колтюбинга в 4 скважинах наблюдается снижение уровня накапливаемой жидкости на забое от 9 до 34 м соответственно, что подтверждает результативность данной технологии.

Колтюбинговые операции являются профилактическим мероприятием, продлевающим стабильную работу скважин с текущим дебитом. В связи с этим рекомендуется проводить такие операции периодически на постоянной основе.

Эффективность применения колтюбинговой технологии для очистки ствола скважин от механических примесей представлена в таблице 3.1.8.

Таблица 3.1.8 - Эффективность применения колтюбинговой технологии для очистки ствола скважин от выпадения конденсата на забое

№ скв	Дата	Дебит газа, тыс. м ³ /сут		Дебит конденсата, т/сут		Забой до очистки	Забой после очистки	Забой по состоянию на 2025г
		до	после	до	после			
1	25.06.2021	12,7	15,4	0,12	0,10	2105,1	2114	2114
102	01.10.2021	4,9	4,4	0,051	0,038	2191		
105	06.12.2021	5,5	-	0,057	-	2203	2237	2237
106	11.12.2021	6,2	-	0,64	-	2141	2161	2161

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения извлечения газа

В настоящее время месторождение Айракты находится в промышленной разработке, и эксплуатация месторождения осуществляется в рамках утвержденных проектных решений по «Анализу разработки месторождения Айракты по состоянию на 01.01.2024 г., согласованный ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР от 27.06.2024 г. №52/5). Согласно которым отчет был принят на период 2024-2026 гг.

В 2026 г. ТОО «КазНИГРИ» был составлен отчет «Пересчет запасов газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Айракты (по состоянию на 01.01.2026 г.)», утвержденный ГКЗ РК (Протокол №52/5 ГКЗ от 27.06.2024г).

3.2.1 Характеристика фонда скважин

На 01.07.2026 г. по месторождению в целом пробуренный фонд скважин составил 30 ед., из них на балансе числятся (табл.3.2.1):

- В эксплуатационном фонде – 11 ед., в том числе:
Действующие – 10 ед., в бездействии – 1 ед. (№107);
- В фонде оценочных скважин – 2 ед;
- В фонде ликвидированных скважин – 16 ед;
- В консервации – 1 ед.

Все действующие добывающие скважины эксплуатируются на естественном режиме фонтанным способом.

На месторождении в 2025 г. пробурены добывающая скважина №108 и оценочные скважины ОЦ-1 и ОЦ-2, согласно действующему проектному документу.

Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин по месторождению в целом на 01.07.2026 г.

Фонд	Категория	Объекты		Всего, шт.
		I объект	II объект	
Эксплуатационный фонд добывающих скважин	в т.ч. действующих, шт.	9 (1, 6Г, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 108)	1 (8)	11
	в бездействии, шт.	1 (107)	-	1
	Всего, шт.	10	1	11
Фонд оценочных скважин		2 (ОЦ-1, ОЦ-2)		2
Фонд ликвидированных скважин		16 (3, 4, 5, 7, 10, 11, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515)		16
В консервации		1 (2)		1
Итого пробуренный фонд, шт.				30

Распределение действующего фонда скважин по дебитам газа и конденсата в динамике по годам и по объектам представлено в таблицах 3.2.2 и 3.2.3. Как видно из данных таблиц, дебиты газа по скважинам распределяются следующим образом: от 1 до 3 тыс.м³/сут - 3 скважины, от 3 до 5 тыс.м³/сут - 2 скважины, от 5 до 10 тыс.м³/сут - 3 скважины, от 10 до 20 тыс.м³/сут - 2 скважины. Конденсат выделяется из продукции всех

скважин незначительно, дебит конденсата по месторождению в среднем на дату проекта составил 0,043 т/сут.

На дату проекта действующий добывающий фонд I эксплуатационного объекта (горизонт C_{1v1}) включает 10 скважин, одна из них (№107) находится в бездействии из-за отсутствия притока и не вступила в эксплуатацию. Дебит действующих скважин по газу на 01.07.2026 г. изменяется от 1,8 тыс.м³/сут (№101) до 14,5 тыс.м³/сут (№104) и составляет в среднем 6,6 тыс.м³/сут.

Добывающий фонд II эксплуатационного объекта (горизонт C_{1sr}) составляет 1 скважину (№ 8), которая была введена в эксплуатацию в октябре 2022 г. из консервации. На дату отчета скважина №8 эксплуатируется с дебитом 0,7 тыс. м³/сут газа.

Таблица 3.2.2 - Динамика распределения фонда добывающих скважин месторождения в целом по дебитам газа

Годы	Фонд добывающих скважин		Средний дебит, тыс.м ³ /сут, т/сут		Диапазон измен-я дебита газа, тыс. м ³ /сут				
					<3	3-5	5-10	10-20	>20
	эсп.	действ.	газа	конд.					
2021	9	8	9,9	0,103	0	2 (101, 102)	3 (103, 105, 106)	2 (1, 6Г)	1 (104)
2022	10	9	9,1	0,104	1 (8)	2 (101, 102)	3 (103, 105, 106)	2 (1, 6Г)	1 (104)
2023	11	10	7,3	0,073	2 (4,8)	4 (101, 102, 105, 106)	2 (1, 103)	1 (6Г)	1 (104)
2024	11	10	5,1	0,046	3 (4,8,101)	4 (102, 103, 105, 106)	2 (1, 6Г)	1 (104)	0
2025	12	11	6,3	0,096	5 (4,8,101, 102, 106)	1 (105)	3 (1, 6Г, 103)	2 (104, 108)	0
01.07.2026	11	10	6,6	0,043	3 (8,101, 102)	2 (105, 106)	3 (1, 6Г, 103)	2 (104, 108)	0

Таблица 3.2.3 - Распределение фонда добывающих скважин по дебитам газа по эксплуатационным объектам на 01.01.2026 г.

Объекты	Фонд добывающих скважин		Средний дебит, тыс.м ³ /сут, т/сут		Диапазон измен-я дебита газа, тыс. м ³ /сут				
					<3	3-5	5-10	10-20	>20
	эсп.	действ.	газа	конд.					
I	10	9	7,2	0,048	4 (4,101, 102, 106)	1 (105)	2 (103, 1)	3 (6Г, 104, 108)	0
II	1	1	0,7	0	1 (8)	-	-	-	-

Коэффициенты эксплуатации и использования фонда добывающих скважин

Динамика коэффициентов эксплуатации и использования добывающих скважин представлена в таблице 3.2.4. Низкие коэффициенты эксплуатации скважин объясняются проведением исследовательских и ремонтных работ, и вынужденными простоями в ожидании ремонта. Также низкие значения коэффициентов эксплуатации и использования за 2022 г. обусловлены остановкой месторождения в период с 01.01.2022 г. по 27.09.2022 г. ввиду отсутствия проектного документа на добычу, а также необходимостью перевода земельного участка общей площадью 4479,01 га из категории земель лесного фонда в категорию земель промышленного назначения (постановление Правительства РК от 23 сентября 2022 года № 730).

Таблица 3.2.4 – Динамика коэффициентов эксплуатации и использования добывающих скважин

Дата	Коэффициент использования, д.ед.		В целом	Коэффициент эксплуатации, д.ед.		В целом
	Объекты			Объекты		
	I	II		I	II	
2021	0,94	-	0,94	0,94	-	0,94
2022	0,26	0,97	0,34	0,62	0,97	0,71
2023	0,89	1,00	0,90	0,89	1,00	0,90
2024	0,91	0,98	0,91	0,96	0,98	0,96
2025	0,94	0,96	0,93	0,94	0,96	0,93
01.07.2026	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

3.2.2 Характеристика отборов газа и конденсата

Основные технологические показатели разработки по объектам и месторождению в целом представлены в таблицах 3.2.5-3.2.7. Графики разработки по месторождению в целом и эксплуатационным объектам представлены на рисунках 3.2.1-3.2.3.

На дату составления отчета по месторождению в целом отобрано 246,01 млн.м³ газа и 2,65 тыс.т конденсата, достигнутые значения КИГ и КИК составляют 0,056 и 0,021 д.ед., соответственно. Работы по испытанию скважин №2, ОЦ-1 и ОЦ-2 проведены в 2023 и 2025 гг. По результатам испытания скважин №2 и ОЦ-1 в пермском горизонте добыто 11,67 млн м³ газа и 0,0037 тыс. т конденсата. По результатам испытания скважины ОЦ-2 в нижневизейском горизонте добыто 5,708 млн м³ газа.

Ниже приводится краткая характеристика состояния разработки по объектам.

I эксплуатационный объект (горизонт C_{1v1}), содержащий 96% утвержденных НИЗ газа месторождения, вступил в опытно-промышленную разработку в сентябре 2017 г.

В **2021 г.** добыто 26,80 млн.м³ газа и 0,251 тыс.т конденсата, при дебите газа 9,8 м³/сут и конденсата 0,092 т/сут. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа достиг 13,3%, при текущем КИГ 0,042 д.ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых

запасов составили 2,52% и 2,83% соответственно. Фонд действующих газодобывающих скважин составил 8 единиц.

В 2022 г. наблюдается снижение годовой добычи газа и конденсата до уровня 8,88 млн.м³ газа и 0,094 тыс.т конденсата. Это связано с приостановкой работы месторождения с начала января до 27.09.2022 г. из-за проектного документа на добычу, а также в связи с переводом земельного участка из категории земель лесного фонда в промышленную категорию. Общий объем отклонения составил 17,9 млн.м³ газа. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа достиг 14,1%, при текущем КИГ 0,044 д.ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов газа составил 0,84% и 0,96% соответственно. Средний дебит скважины по газу составил 11,6 тыс.м³/сут и по конденсату 0,123 т/сут.

В 2023 г. наблюдается увеличение добычи газа и конденсата до уровня 23,31 млн.м³ и 0,217 тыс.т., обусловленное увеличением коэффициента эксплуатации. Это связано с увеличением фонда эксплуатационных скважин, за счет ввода в эксплуатацию скважины №4, которая ранее находилась на консервации. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа достиг 16,3%, при текущем КИГ 0,051 д.ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов газа составил 2,19% и 2,55% соответственно. Средний дебит скважины по газу составил 8,0 тыс.м³/сут, по конденсату – 0,074 т/сут. Фонд действующих газодобывающих скважин составил 9 единиц, из которых 2 скважины находятся в простое в связи с проведением работ по КРС.

В 2024 г. добыто 20,6 млн.м³ газа и 0,170 тыс. т конденсата, что свидетельствует об уменьшении добычи по сравнению с предыдущими годами вследствие естественного падения пластового давления. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа достиг 18,3%, при текущем КИГ 0,057 д.ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов газа составил 1,94% и 2,32% соответственно. Средний дебит скважины по газу составил 6,9 тыс.м³/сут, по конденсату – 0,057 т/сут. Фонд действующих газодобывающих скважин составил 9 единиц.

В 2025 г. добыто 21,2 млн.м³ газа и 0,204 тыс.т конденсата, при дебите газа 6,4 м³/сут и конденсата 0,062 т/сут. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа достиг 20,3%, при текущем КИГ 0,063 д.ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составили 2,00% и 2,44% соответственно. В июне 2025 г. пробурена новая добывающая скважина №108 с проведением ГРП. Фонд действующих газодобывающих скважин составил 10 единиц.

За 6 месяцев 2026г. добыто 13,9 млн.м³ газа и 0,151 тыс.т конденсата, при дебите газа 7,2 м³/сут и конденсата 0,078 т/сут. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа достиг 21,6%, при текущем КИГ 0,067 д.ед. Темп отбора от начальных и текущих

извлекаемых запасов составили 1,31% и 1,64% соответственно. Фонд действующих газодобывающих скважин составил 9 единиц. Скважина №4г была ликвидирована в связи с низкой продуктивностью и снижением дебита газа до значений, при которых дальнейшая эксплуатация скважины являлась технологически нецелесообразной.

II эксплуатационный объект (горизонт C_{1sr}), содержащий 4% утвержденных НИЗ газа месторождения, разрабатывается с октября 2022г. Разработка объекта осуществляется одной скважиной на естественном режиме.

В **2022 г.** по объекту годовые показатели добычи газа и конденсата составили 0,094 млн.м³ и 0,001 тыс.т, при добывающем фонде 1 скважины. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа составляет 1,56%, при текущем КИГ 0,0006 д.ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов газа составил 1,56% и 1,56% соответственно. Средний дебит скважины по газу составил 1,1 тыс.м³/сут и по конденсату 0,007 т/сут.

В **2023 г.** наблюдается незначительное увеличение добычи газа и конденсата до уровня 0,324 млн.м³ и 0,002 тыс.т. Это связано с повышением коэффициента эксплуатации в результате увеличения отработанных дней. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа достиг 6,96%, при текущем КИГ 0,003 д.ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов газа составил 5,4% и 5,5% соответственно. Средний дебит скважины по газу составил 0,89 тыс.м³/сут, по конденсату – 0,006 т/сут. Фонд действующих газодобывающих скважин составил 1 единицу.

В **2024 г.** по объекту годовые показатели добычи газа и конденсата составили 0,313 млн.м³ и 0,002 тыс.т, при добывающем фонде 1 скважины. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа составляет 12,18%, при текущем КИГ 0,005 д.ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов газа составил 5,2% и 5,6% соответственно. Средний дебит скважины по газу составил 0,87 тыс.м³/сут и по конденсату 0,006 т/сут.

В **2025 г.** по объекту годовые показатели добычи газа и конденсата составили 0,278 млн.м³ и 0,0014 тыс.т. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа достиг 16,81%, при текущем КИГ 0,006 д.ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов газа составил 4,63% и 5,27% соответственно. Средний дебит скважины по газу составил 0,79 тыс.м³/сут, по конденсату - 0,004 т/сут. Фонд действующих газодобывающих скважин составил 1 единицу.

За 6 месяцев 2026г. по объекту годовые показатели добычи газа и конденсата составили 0,160 млн.м³ и 0,0003 тыс.т. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа достиг 19,48%, при текущем КИГ 0,007 д.ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов газа составил 2,67% и 3,21% соответственно. Средний дебит скважины по газу

составил 0,76 тыс.м³/сут, по конденсату - 0,002 т/сут. Фонд действующих газодобывающих скважин составил 1 единицу.

По месторождению в целом

В 2021 г. по месторождению добыто 26,8 млн.м³ газа и 0,251 тыс.т конденсата. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа составил 10,8%. Текущие значения КИГ и КИК достигли 0,032 д.ед. и 0,014 д.ед., соответственно. Среднегодовой дебит 1 скважины по газу составил 9,8 тыс.м³/сут, по конденсату 0,092 т/сут. Фонд действующих скважин составил 8 ед.

В 2022 г. было добыто 8,98 млн.м³ газа и 0,094 тыс.т конденсата, что значительно меньше показателя предыдущего года. Уменьшение годовой добычи газа и конденсата связано с приостановкой работы месторождения с 01.01.2022г по 27.09.2022г, ввиду отсутствия проектного документа на добычу, а также в связи с переводом земельного участка общей площадью 4479,01 гектара из категории земель лесного фонда в промышленную категорию (постановление правительства РК от 23 сентября 2022 года № 730). Фонд действующих скважин составил 9 ед., при добывающем фонде 10 ед. Средний дебит газа по скважинам составил 10,5 тыс.м³/сут, конденсата – 0,111 т/сут. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа достиг 11,5%, при текущем КИГ 0,035 д.ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составил 0,69% и 0,77% соответственно.

В 2023 г. было добыто 24,51 млн.м³ газа и 0,222 тыс.т конденсата, что значительно выше показателя предыдущего года, благодаря увеличению фонда газодобывающих скважин. Также связано с повышением коэффициента эксплуатации в результате увеличения отработанных дней. Средний дебит 1 добывающей скважины при этом снизился и составил по газу 7,5 тыс.м³/сут, по конденсату – 0,068 т/сут. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа достиг 13,4%, при текущем КИГ 0,040 д.ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов газа составил 1,60% и 1,85% соответственно.

В 2024 г. добыто 20,91 млн.м³ газа и 0,172 тыс.т конденсата, при дебите газа 6,3 м³/сут и конденсата 0,052 т/сут. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа достиг 15,0%, при текущем КИГ 0,045 д.ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов газа составил 1,60% и 1,85% соответственно. Фонд действующих газодобывающих скважин составил 10 единиц.

В 2025 г. добыто 27,72 млн.м³ газа и 0,210 тыс.т конденсата, при дебите газа 7,4 м³/сут и конденсата 0,056 т/сут. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа достиг 17,1%, при текущем КИГ 0,051 д.ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составили 2,12% и 2,5% соответственно. В июне 2025 г. пробурена новая

добывающая скважина №108 с проведением ГРП. Фонд действующих газодобывающих скважин составил 10 единиц. Также пробурены и испытаны оценочные скважины ОЦ-1 и ОЦ-2.

За 6 месяцев 2026г. добыто 22,47 млн.м³ газа и 0,185 тыс.т конденсата, при дебите газа 9,7 м³/сут и конденсата 0,080 т/сут. Отбор от начальных извлекаемых запасов газа достиг 18,8%, при текущем КИГ 0,056 д.ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составили 1,72% и 2,07% соответственно.

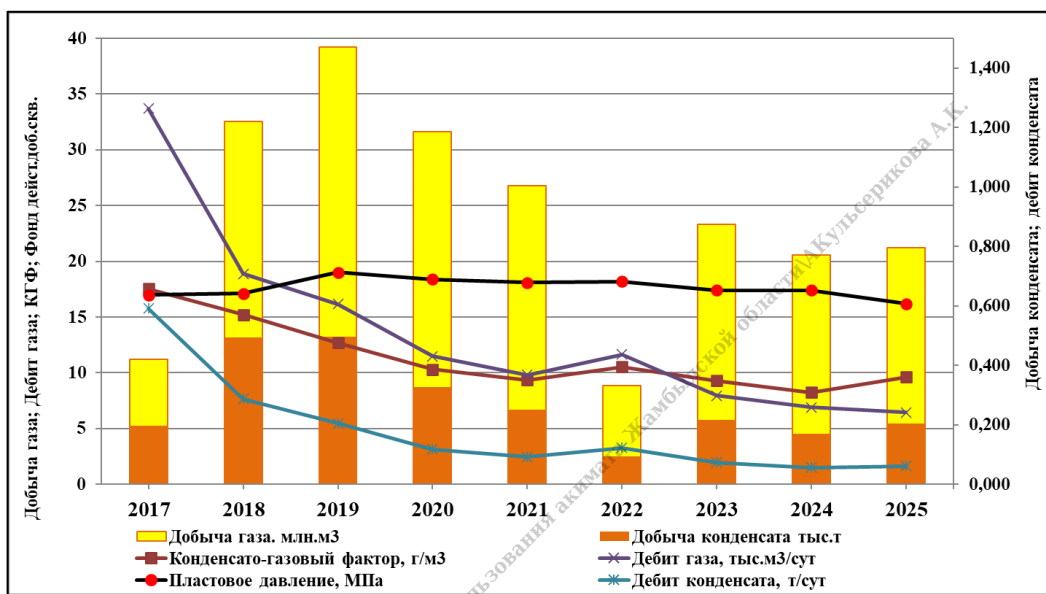


Рис. 3.2.1 – График разработки. I объект

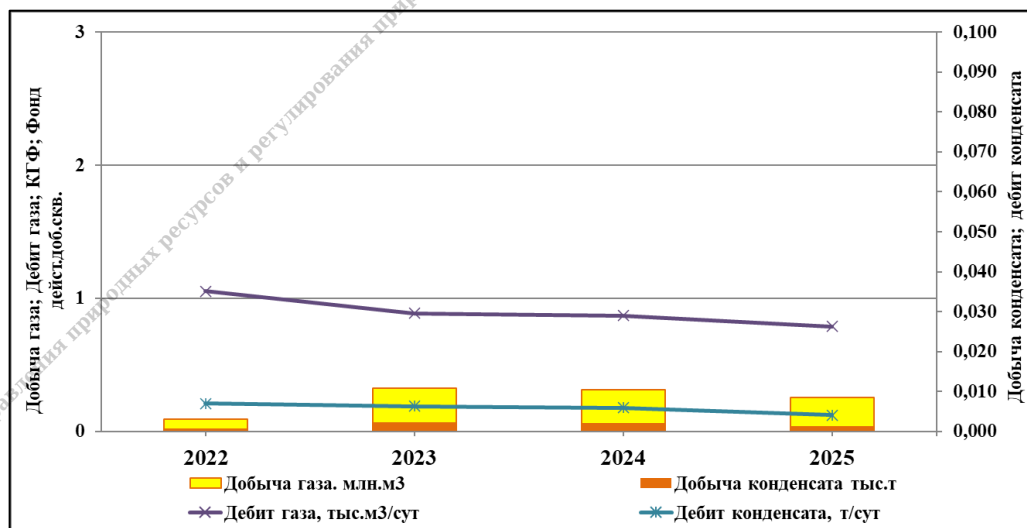


Рис. 3.2.2 – График разработки. II объект

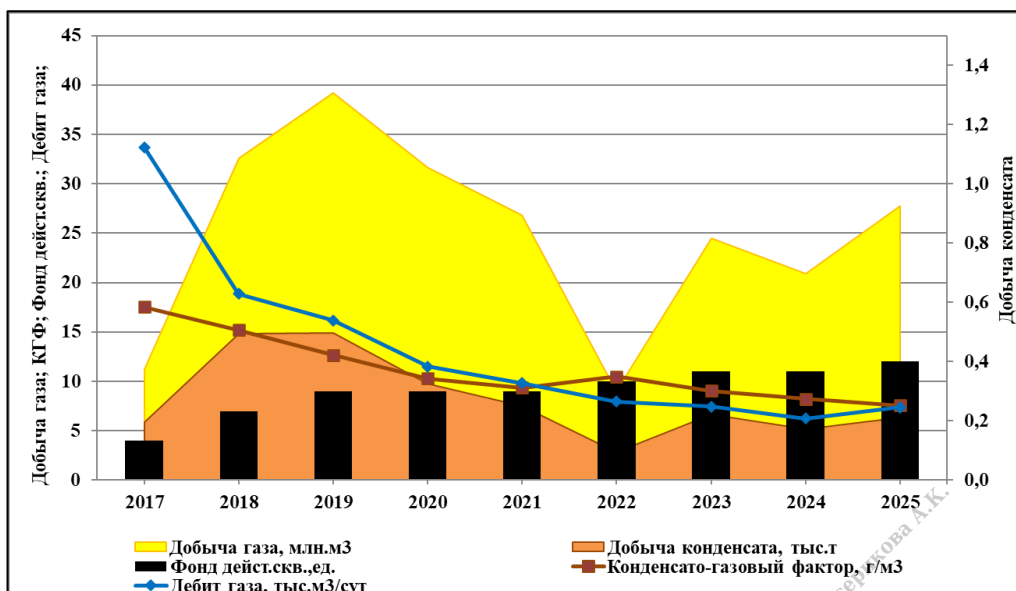


Рис. 3.2.3 – График разработки. Месторождение в целом

Таблица 3.6 - Характеристика основных технологических показателей разработки.
I объект

Показатели	Годы					
	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	01.07. 2026г.
Добыча газа, млн.м³	26,80	8,884	23,31	20,60	21,2	13,9
Накопленная добыча газа, млн.м³	141,42	150,3	173,6	194,2	215,4	229,3
Коэффициент извлечения газа, доли ед.	0,042	0,044	0,051	0,057	0,063	0,067
Добыча конденсата, тыс.т	0,251	0,094	0,217	0,170	0,204	0,151
Накопленная добыча конденсата, тыс.т	1,766	1,860	2,077	2,247	2,450	2,601
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,014	0,015	0,017	0,018	0,020	0,021
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,52	0,84	2,19	1,94	2,00	1,31
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,83	0,96	2,55	2,32	2,44	1,64
Отбор от начальных извлекаемых запасов газа, %	13,3	14,1	16,3	18,3	20,3	21,6
Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	19,6	20,7	23,1	25,0	27,2	28,9
Конденсато-газовый фактор, г/м³	9,4	10,5	9,3	8,2	9,6	10,8
Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	1	0	1	0
в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	1	0
в т.ч.: из консервации	0	0	1	0	0	0
Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	1
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	9	10	10	11	10
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	8	9	9	10	9
Средний дебит одной добывающей скважины. тыс. м³/сут: по газу	9,8	11,6	8,0	6,9	6,4	7,2
т/сут, по конденсату	0,092	0,123	0,074	0,057	0,062	0,078
Пластовое давление, МПа	16,4	18,2	17,4	17,4	16,2	16,2
Забойное давление, МПа	7,4	6,4	6,8	6,5	6,7	6,7
Устьевое давление, МПа	5,4	5,0	4,8	4,8	4,8	4,8
Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,94	0,26	0,89	0,91	0,94	1,0
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,94	0,62	0,89	0,96	0,94	1,0

Таблица 3.7 - Характеристика основных технологических показателей разработки.

II объект

Показатели	Годы				
	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	01.07. 2026
Добыча газа, млн.м ³	0,094	0,324	0,313	0,278	0,160
Накопленная добыча газа, млн.м ³	0,094	0,418	0,731	1,009	1,169
Коэффициент извлечения газа, доли ед.	0,0006	0,003	0,005	0,006	0,007
Добыча конденсата, тыс.т	0,001	0,0023	0,0021	0,0014	0,0003
Накопленная добыча конденсата, тыс.т	0,001	0,0029	0,0050	0,0064	0,0068
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,00010	0,0005	0,0008	0,0011	0,0011
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,56	5,40	5,21	4,63	2,67
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,56	5,49	5,60	5,27	3,21
Отбор от начальных извлекаемых запасов газа, %	1,56	6,96	12,18	16,81	19,48
Конденсато-газовый фактор, г/м ³	6,58	7,06	6,82	5,03	2,18
Ввод новых добывающих скважин, ед.	1	0	0	0	0
в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0
в т.ч.: из консервации	1	0	0	0	0
Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1
Средний дебит одной добывающей скважины, тыс. м ³ /сут: по газу	1,05	0,89	0,87	0,79	0,76
т/сут, по конденсату	0,007	0,006	0,006	0,004	0,002
Пластовое давление, МПа		8,6			
Забойное давление, МПа		6,7			
Устьевое давление, МПа	4,7	4,8	4,8	4,8	4,8
Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,97	1,00	0,98	0,96	1,00
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,97	1,00	0,98	0,96	1,00

Таблица 3.8 - Характеристика основных технологических показателей разработки. Месторождение в целом

Показатели	Годы					
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	01.07.2026
Добыча газа, млн.м ³	26,80	8,98	24,51	20,91	27,72	22,47
Накопленная добыча газа, млн.м ³	141,42	150,40	174,91	195,82	223,54	246,01
Коэффициент извлечения газа, доли ед.	0,032	0,035	0,040	0,045	0,051	0,056
Добыча конденсата, тыс.т	0,251	0,094	0,222	0,172	0,210	0,185
Накопленная добыча конденсата, тыс.т	1,766	1,860	2,083	2,254	2,465	2,649
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,014	0,014	0,016	0,017	0,019	0,021
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,05	0,69	1,88	1,60	2,12	1,72
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,25	0,77	2,12	1,85	2,50	2,07
Отбор от начальных извлекаемых запасов газа, %	10,8	11,5	13,4	15,0	17,1	18,8
Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	19,6	20,7	23,1	25,0	27,4	29,4
Конденсато-газовый фактор, г/м ³	9,4	10,5	9,1	8,2	7,6	8,2
Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	1	1	0	1	0
в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	1	0
в т.ч.: из консервации	0	1	1	0	0	0
Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	1
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	10	11	11	12	11
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	9	10	10	11	10
Средний дебит одной добывающей скважины, тыс. м ³ /сут: по газу	9,8	10,5	7,5	6,3	7,4	9,7
т/сут, по конденсату	0,092	0,111	0,068	0,052	0,056	0,080
Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,84	0,24	0,88	0,93	0,93	1,00
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,94	0,65	0,90	0,96	0,93	1,00

3.2.3 Сравнение проектных и фактических показателей

В таблицах 3.9-3.11 представлено сопоставление проектных и фактических показателей разработки. Показатели за 2022-2023 гг. взяты из ранее составленного ПР-2022 г., проектные значения 2024-2025 гг. – из отчета АР-2024 г. На рисунках 3.4-3.6 представлены графики сравнения проектных и фактических показателей разработки по эксплуатационным объектам и месторождению в целом.

I объект (залежь C1v1)

В 2022 г. фактические показатели добычи газа и конденсата составили 8,9 млн.м³ и 0,094 тыс.т, что значительно меньше проектных показателей, равных 28,4 млн.м³ и 0,287 тыс.т соответственно. Это связано с приостановкой работы месторождения с начала января до 27.09.2022 г. из-за отсутствия проектного документа на разработку месторождения, а также в связи с ожиданием перевода земельного участка из категории земель лесного фонда в промышленную категорию. Фактический среднегодовой дебит составил 11,6 тыс. м³/сут газа, что выше проектного значения, равного 10,2 тыс. м³/сут газа. Фактический среднегодовой дебит конденсата составил 0,12 т/сут, что незначительно выше проектного

значения 0,10 т/сут. Фактический действующий фонд соответствует проектному значению и составляет 8 ед.

В 2023 г. отобрано 23,3 млн.м³ газа, 0,217 тыс.т. конденсата, вместо проектных 38,1 млн.м³ газа и 0,385 тыс.т конденсата соответственно. Полученное меньшее значение добычи, по сравнению с проектной, связано с более низкими среднегодовыми дебитами газа и конденсата, а также отсутствием бурения 1 проектной скважины. Фактический среднегодовой дебит составил 8,0 тыс. м³/сут газа и 0,074 т/сут конденсата, что ниже проектного значения, равного 12,1 тыс. м³/сут газа и 0,123 т/сут конденсата. Тем не менее, за 2023г добыча газа получена выше, чем за предыдущий 2022 г., благодаря повышению коэффициента эксплуатации добывающих скважин. Это связано с увеличением фонда эксплуатационных скважин, за счет ввода в эксплуатацию скважины №4, которая ранее находилась на консервации.

В 2024 г. фактические показатели добычи газа и конденсата составили 20,6 млн.м³ и 0,17 тыс.т, что значительно меньше проектных показателей, равных 49,0 млн.м³ и 0,457 тыс.т соответственно. Полученное меньшее значение добычи по сравнению с проектным связано с невыполнением бурения одной проектной добывающей скважины, а также с более низкими среднегодовыми дебитами газа и конденсата по сравнению с проектом. Фактический среднегодовой дебит составил 6,89 тыс. м³/сут газа, что ниже проектного значения, равного 13,7 тыс. м³/сут газа. Фактический действующий фонд составляет 9 ед., при проектном 10 ед.

В 2025 г. отобрано 21,2 млн.м³ газа, 0,204 тыс.т. конденсата, что значительно ниже проектных значений – 59,8 млн. м³ газа и 0,557 тыс.т. конденсата. Полученное меньшее значение добычи, по сравнению с проектной, связано с более низкими среднегодовыми дебитами газа и конденсата, а также отсутствием бурения 3 проектных скважин. Фактический среднегодовой дебит составил 6,4 тыс. м³/сут газа и 0,062 т/сут конденсата, что ниже проектного значения, равного 13,27 тыс. м³/сут газа и 0,123 т/сут конденсата.

II объект (залежь C1sr)

В 2022 г. добыча газа и конденсата составили 0,094 млн.м³ и 0,001 тыс.т соответственно, что ниже проектной добычи 0,9 млн.м³ газа и 0,009 тыс.т конденсата. Недостижение проектных показателей связано с поздним вводом из консервации скважины №8 в октябре 2022 г., обусловленным приостановкой работы месторождения с января по 27 сентября 2022 г. из-за отсутствия проектной документации на разработку, а также ожиданием перевода земельного участка из категории земель лесного фонда в промышленную категорию. Фактический среднегодовой дебит газа и конденсата составили 1,1 тыс. м³/сут и 0,007 т/сут, соответственно, что ниже проектного значения, 4,9 тыс. м³/сут

газа и 0,049 т/сут конденсата. Фактический действующий фонд соответствует проектному значению и составляет 1 ед.

В 2023 г. отобрано 0,3 млн.м³ газа, 0,002 тыс.т. конденсата, вместо проектных 1,7 млн.м³ газа и 0,017 тыс.т конденсата соответственно. Полученное меньшее значение добычи связано с более низкими среднегодовыми дебитами газа и конденсата, по сравнению с проектом. Фактический среднегодовой дебит составили 0,9 тыс. м³/сут газа и 0,006 т/сут конденсата, что ниже проектного значения, равного 4,9 тыс. м³/сут газа и 0,049 т/сут конденсата. Тем не менее, в 2023 г. добыча газа получена выше, чем за предыдущий 2022 г., благодаря повышению коэффициента эксплуатации добывающих скважин в результате увеличения отработанных дней.

В 2024 г. добыча газа и конденсата составили 0,31 млн.м³ и 0,002 тыс.т соответственно, что ниже проектной добычи 1,6 млн.м³ газа и 0,011 тыс.т конденсата. Полученное меньшее значение добычи связано с более низкими среднегодовыми дебитами газа и конденсата, по сравнению с проектом. Фактический среднегодовой дебит газа и конденсата составили 0,9 тыс. м³/сут и 0,006 т/сут, соответственно, что ниже проектного значения, 4,6 тыс. м³/сут газа и 0,033 т/сут конденсата. Фактический действующий фонд соответствует проектному значению и составляет 1 ед.

В 2025 г. отобрано 0,28 млн.м³ газа, 0,0014 тыс.т. конденсата, что значительно ниже проектных значений – 3,2 млн. м³ газа и 0,023 тыс.т. конденсата. Полученное меньшее значение добычи, по сравнению с проектной, связано с более низкими среднегодовыми дебитами газа и конденсата. Фактический среднегодовой дебит составили 0,79 тыс. м³/сут газа и 0,004 т/сут конденсата, что ниже проектного значения, равного 8,95 тыс. м³/сут газа и 0,065 т/сут конденсата. Фактический действующий фонд соответствует проектному значению и составляет 1 ед.

По месторождению в целом

За 2022 г. отобрано 9,0 млн.м³ газа, 0,094 тыс.т. конденсата, вместо проектных 29,3 млн.м³ газа, 0,296 тыс.т. конденсата соответственно. Это обусловлено приостановкой работы месторождения с 01.01.2022 г. до 27.09.2022 г, ввиду отсутствия проектного документа на разработку месторождения, а также в связи с ожиданием перевода земельного участка общей площадью 4479,01 гектара из категории земель лесного фонда в промышленную категорию (постановление правительства РК от 23.09.2022 г. №730). Коэффициент эксплуатации составил 0,65 доли ед., что ниже проектного значения 0,95 д.ед. Более низкое значение коэффициента эксплуатации связано с вышеуказанной остановкой месторождения. Фактический действующий фонд соответствует проектному и составляет 9 ед.

За **2023 г.** отобрано 24,51 млн.м³ газа, 0,222 тыс.т. конденсата, вместо проектных 39,8 млн.м³ газа и 0,402 тыс.т конденсата соответственно. Полученное меньшее значение добычи связано с более низкими среднегодовыми дебитами газа и конденсата, по сравнению с проектом. Фактический среднегодовой дебит составил 7,5 тыс. м³/сут газа, что ниже проектного значения 11,4 тыс. м³/сут газа. Причиной кратного снижения дебитов скважин №1, 103, 105 и 106 является засорение призабойной зоны пласта, что подтверждается скин-фактором по этим скважинам, составляющим 8,68; 4,01; 13,5; 10,3 соответственно.

За **2024 г.** фактические показатели добычи газа и конденсата составили 20,9 млн.м³ и 0,172 тыс.т, что значительно меньше проектных показателей, равных 50,6 млн.м³ и 0,468 тыс.т соответственно. Полученное меньшее значение добычи по сравнению с проектным связано с невыполнением бурения одной проектной добывающей скважины, а также с более низкими среднегодовыми дебитами газа и конденсата по сравнению с проектом. Фактический среднегодовой дебит составил 6,2 тыс. м³/сут газа, что ниже проектного значения, равного 13,3 тыс. м³/сут газа.

В **2025 г.** отобрано 27,7 млн.м³ газа, 0,21 тыс.т. конденсата, что значительно ниже проектных значений – 63,0 млн. м³ газа и 0,580 тыс.т. конденсата. Полученное меньшее значение добычи, по сравнению с проектной, связано с более низкими среднегодовыми дебитами газа и конденсата, а также отсутствием бурения 3 проектных скважин. Фактический среднегодовой дебит составил 7,4 тыс. м³/сут газа и 0,056 т/сут конденсата, что ниже проектного значения, равного 12,98 тыс. м³/сут газа и 0,119 т/сут конденсата. Фактический действующий фонд составляет 11 ед., при проектном 14 ед.

Таблица 3.9 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки. I объект

Показатели	Годы							
	2022 г.		2023 г.		2024 г.		2025 г.	
	проект ПР-2022г.	факт	проект ПР-2022г.	факт	проект АР-2024г.	факт	проект АР-2024г.	факт
Добыча газа, млн.м ³	28,4	8,9	38,1	23,3	49,0	20,6	59,8	21,2
Накопленная добыча газа, млн.м ³	169,8	150,3	207,9	173,6	222,6	194,2	282,4	215,4
Коэффициент извлечения газа, доли ед.	0,035	0,031	0,042	0,035	0,045	0,039	0,057	0,044
Добыча конденсата, тыс.т	0,29	0,09	0,39	0,22	0,46	0,17	0,56	0,20
Накопленная добыча конденсата, тыс.т	2,09	1,86	2,47	2,08	2,54	2,25	3,09	2,45
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,012	0,010	0,014	0,012	0,014	0,013	0,017	0,014
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,1	0,4	1,5	0,9	2,0	0,8	2,4	0,9
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,2	0,4	1,6	1,0	2,1	0,9	2,6	0,9
Отбор от начальных извлекаемых запасов газа, %	6,8	6,0	8,4	7,0	8,9	7,8	11,3	8,7
Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	2,4	2,1	2,8	2,4	2,9	2,6	3,6	2,8
Конденсато-газовый фактор, г/м ³	10,1	10,5	10,1	9,3	9,3	8,2	9,3	9,6
Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	2	1	1	0	3	1
в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	1	0	1	0	3	1
в т.ч.: из консервации	0	0	1	1	0	0	0	0
Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	9	11	10	11	10	14	11
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	8	10	9	10	9	13	10
Средний дебит одной добывающей скважины, тыс. м ³ /сут: по газу	10,20	11,64	12,10	7,95	13,70	6,89	13,27	6,43
т/сут, по конденсату	0,10	0,12	0,12	0,07	0,13	0,06	0,12	0,062
Пластовое давление, МПа	17,6	18,2	17,5	17,1	17,1	17,4	16,6	16,2
Забойное давление, МПа	5,1	6,4	4,7	6,8	5,2	6,5	5,0	6,7
Устьевое давление, МПа	4,2	5,0	3,8	4,8	4,3	4,8	4,1	4,8
Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	0,26	1,00	0,89	1,00	0,91	1,00	0,94
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,62	0,95	0,96	0,95	0,96	0,95	0,94

Таблица 3.10 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки. II объект

Показатели	Годы							
	2022 г.		2023 г.		2024 г.		2025 г.	
	проект ПР-2022г.	факт	проект ПР-2022г.	факт	проект АР-2024г.	факт	проект АР-2024г.	факт
Добыча газа, млн.м ³	0,90	0,09	1,70	0,32	1,60	0,31	3,20	0,28
Накопленная добыча газа, млн.м ³	0,90	0,09	2,60	0,42	2,02	0,73	5,20	1,01
Коэффициент извлечения газа, доли ед.	0,0022	0,0002	0,0062	0,0010	0,0048	0,0017	0,0125	0,0024
Добыча конденсата, тыс.т	0,009	0,001	0,017	0,002	0,011	0,002	0,023	0,0014
Накопленная добыча конденсата, тыс.т	0,009	0,001	0,026	0,003	0,014	0,005	0,037	0,006
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,0010	0,00004	0,0020	0,0002	0,0010	0,0003	0,0025	0,0004
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,8	0,1	1,5	0,3	1,5	0,3	2,9	0,3
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,8	0,1	1,6	0,3	1,5	0,3	3,0	0,3
Отбор от начальных извлекаемых запасов газа, %	0,8	0,1	2,4	0,4	1,8	0,7	4,7	0,9
Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	0,2	0,02	0,7	0,1	0,4	0,1	0,9	0,2
Конденсато-газовый фактор, г/м ³	10,0	6,6	10,0	7,1	6,9	6,8	7,2	5,0
Ввод новых добывающих скважин, ед.	1	1	0	0	0	0	0	0
в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0
в т.ч.: из консервации	1	1	0	0	0	0	0	0
Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1
Средний дебит одной добывающей скважины, тыс. м ³ /сут: по газу	4,90	1,10	4,90	0,90	4,61	0,87	8,95	0,79
т/сут, по конденсату	0,049	0,007	0,049	0,006	0,033	0,006	0,065	0,004
Пластовое давление, МПа	11,4		11,3		8,7	8,6	8,7	
Забойное давление, МПа	5,3		4,7		4,7	6,7	4,4	
Устьевое давление, МПа	4,2		3,8		3,6	4,8	3,5	4,8
Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	1,00	0,96
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,97	0,95	1,00	0,95	0,98	0,95	0,96

Таблица 3.11 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки. Месторождение в целом

Показатели	Годы							
	2022 г.		2023 г.		2024 г.		2025 г.	
	проект ПР-2022г.	факт	проект ПР-2022г.	факт	проект АР-2024г.	факт	проект АР-2024г.	факт
Добыча газа, млн.м ³	29,3	9,0	39,8	24,5	50,6	20,9	63,0	27,7
Накопленная добыча газа, млн.м ³	170,7	150,4	210,5	174,9	224,6	195,8	287,6	223,5
Коэффициент извлечения газа, доли ед.	0,032	0,028	0,039	0,033	0,042	0,037	0,054	0,042
Добыча конденсата, тыс.т	0,30	0,09	0,40	0,22	0,47	0,17	0,58	0,21
Накопленная добыча конденсата, тыс.т	2,06	1,86	2,46	2,08	2,55	2,25	3,13	2,46
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,011	0,010	0,013	0,011	0,013	0,012	0,016	0,013
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,1	0,3	1,5	0,9	1,9	0,8	2,4	1,1
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,2	0,4	1,6	1,0	2,1	0,9	2,7	1,2
Отбор от начальных извлекаемых запасов газа, %	6,6	5,8	8,1	6,7	8,6	7,5	11,1	8,6
Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	2,3	2,0	2,7	2,3	2,8	2,5	3,4	2,7
Конденсато-газовый фактор, г/м ³	10,1	10,5	10,1	9,1	9,2	8,2	9,2	7,6
Ввод новых добывающих скважин. ед.	1	1	2	1	1	0	3	1
в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	1	0	1	0	3	1
в т.ч.: из консервации	1	1	1	1	0	0	0	0
Выбытие добывающих скважин. ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года. ед.	10	10	12	11	12	11	15	12
Действующий фонд добывающих скважин на конец года. ед.	9	9	11	8	11	10	14	11
Средний дебит одной добывающей скважины. тыс. м ³ /сут: по газу	9,9	10,5	11,4	7,5	13,3	6,3	12,98	7,4
т/сут, по конденсату	0,10	0,11	0,12	0,068	0,12	0,052	0,12	0,056
Коэффициент использования фонда добывающих скважин. доли ед.	1,00	0,24	1,00	0,88	1,00	0,93	1,00	0,93
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин. доли ед.	0,95	0,65	0,95	0,96	0,95	0,96	0,95	0,93

3.3 Анализ выработки запасов газа и конденсата из пластов

Динамика коэффициентов извлечения и выработки НИЗ газа и конденсата по блокам нижневизейского объекта разработки и в целом серпуховского объекта разработки за годы после даты составления ПЗ-2021 г. приведена в таблицах 3.20-3.22. Как видно из данных таблиц, на дату отчета коэффициенты извлечения газа и конденсата еще очень низкие. По блокам I объекта отбор от НИЗ газа и конденсата имеет одинаковую растущую динамику, при этом извлекаемые запасы 2 блока вырабатываются быстрее. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов по 2 блоку I объекта выше, чем по 1 блоку и ежегодно заметно увеличивается, тогда как по 1 блоку увеличение темпа отбора менее интенсивное. Основную роль в указанных тенденциях играет фонд добывающих скважин, который по 2 блоку больше, при больших НИЗ.

В таблицах 3.23 и 3.24 представлены начальные и остаточные запасы газа и конденсата по состоянию на 01.01.2026 г. и данные по выработке запасов по блокам, объектам и месторождению в целом.

Выработанность запасов газа I объекта составляет 8,7%, при этом большая часть выработки приходится к 2 блоку.

Накопленная добыча по месторождению в целом (I и II объекты разработки) составила 215,4 млн.м³ газа, 2,450 тыс.т конденсата. Выработка извлекаемых запасов газа по I и II объектам разработки составила 8,7% и 0,92%, соответственно.

Остаточные извлекаемые запасы газа по месторождению в целом по категории C₁ составляют 2376,5 млн.м³, конденсата – 88,5 тыс. т.

Достигнутые текущие коэффициенты извлечения газа и конденсата по месторождению в целом составляют 0,042 и 0,013 доли ед. соответственно, при утвержденном КИГ 0,487 доли ед. и КИК 0,469 доли ед.

Таким образом, месторождение еще находится на начальной стадии разработки и требует активизации регулирования процесса разработки путем проведения соответствующих мероприятий.

Таблица 3.20 – Динамика коэффициентов извлечения и отборов от НИЗ газа и конденсата горизонта C_{1v1} (I объект, блок 1)

Показатели	Годы				
	2021	2022	2023	2024	2025
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов. %	0,63	0,21	0,64	0,59	0,48
Коэффициент извлечения газа, доли ед.	0,022	0,023	0,026	0,029	0,031
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,0075	0,0078	0,0083	0,0089	0,0094
Отбор от начальных извлекаемых запасов газа, %	4,26	4,48	5,11	5,70	6,17
Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	1,69	1,75	1,88	2,00	2,12

Таблица 3.21 – Динамика коэффициентов извлечения и отборов от НИЗ газа и конденсата горизонта C_{1v1} (I объект, блок 2)

Показатели	Годы				
	2021	2022	2023	2024	2025
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов. %	1,12	0,37	0,97	0,85	0,89
Коэффициент извлечения газа, доли ед.	0,030	0,031	0,036	0,041	0,045
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,010	0,011	0,012	0,013	0,014
Отбор от начальных извлекаемых запасов газа, %	5,830	6,202	7,170	8,023	8,914
Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	2,07	2,18	2,44	2,64	2,89

Таблица 3.22 – Динамика коэффициентов извлечения и отборов от НИЗ газа и конденсата горизонта C_{1Sr} (2 объект)

Показатели	Годы			
	2022	2023	2024	2025
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов. %	0,09	0,29	0,28	0,25
Коэффициент извлечения газа, доли ед.	0,0002	0,0010	0,0017	0,0024
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,00004	0,00019	0,00034	0,00043
Отбор от начальных извлекаемых запасов газа, %	0,085	0,380	0,665	0,917
Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	0,02	0,07	0,13	0,16

Таблица 3.23 – Распределение запасов сухого газа по объектам

Объект	Блок	НГЗ, млн. м³	НИЗ, млн. м³	Накопленная добыча, млн.м³	Выработан- ность запасов газа, %	КИГ, д.ед.		Остаточные извлекаемые запасы газа, млн.м³
						Утвер- жденный	Текущий	
I объект	I	472	239	14,8	6,2	0,506	0,031	224,2
	II	4448	2251	200,7	8,9	0,506	0,045	2050,3
В целом по I объекту		4920	2490	215,4	8,7	0,506	0,044	2274,6
II объект	II	418	110	1,01	0,9	0,263	0,002	109,0
В целом		5338	2600	223,5	8,6	0,487	0,042	2376,5

Таблица 3.24 – Распределение запасов конденсата по объектам

Объект	Блок	НГЗ, тыс. т	НИЗ, тыс. т	Накопленная добыча, тыс.т	Выработан- ность запасов конденсата, %	КИК, д.ед.		Остаточные извлекаемые запасы конденсата, тыс.т
						Утвер- жденный	Текущий	
I объект	I	18	8	0,170	2,1	0,444	0,009	7,8
	II	161	79	2,280	2,9	0,491	0,014	76,7
В целом по I объекту		179	87	2,450	2,8	0,486	0,014	84,5
II объект	II	15	4	0,006	0,2	0,267	0,0004	4,0
В целом		194	91	2,465	2,7	0,469	0,013	88,5

Оценка текущих дренируемых запасов газа выполнена методом падения пластового давления (МППД). Исходными данными послужили сведения об отборах газа и выполненные замеры текущего пластового давления за весь период разработки газоконденсатной залежи. Замеры пластового давления выполнялись по всему действующему фонду скважин и, по возможности, с минимальным разрывом во времени замера между скважинами.

На основе анализа и обобщения результатов замеров пластового давления по скважинам и накопленных отборов пластового газа построена графическая зависимость приведенного пластового давления от отбора газа ($P/z=f(\Sigma Q_{\text{доб}})$) для нижневизейской газоконденсатной залежи (рис. 3.25). В результате анализа выработки запасов газа по I объекту разработки, выполненному по данной зависимости и с учетом использования данных по фактическим замерам пластового давления за период 2017-2025 гг., определены дренируемые запасы пластового газа в целом для залежи в объеме 560 млн. м³. Характер полученного тренда зависимости свидетельствует о текущем режиме залежи горизонта C₁V₁ как газовом. Расчетный дренируемый объем вовлеченных запасов значительно меньше утвержденных извлекаемых запасов, что характеризует систему разработки как недостаточно эффективную. Однако при этом, полученные фактические величины пластового давления вызывают сомнения, т.к. по исследованиям КВД продолжительность остановок составляет от 2 до 20 дней, радиус исследования – от 4 до 100 м, в среднем составляя 40 м, что характеризует недовосстановленность пластового давления из-за слишком короткого времени остановки скважин. Пластовое давление не успевает восстановиться вследствие плохих ФЕС отложений, слагающих нижневизейский продуктивный горизонт.

II объект разработки (серпуховский горизонт) вступил на разработку с октября 2022 г., в связи с этим на данном этапе разработки определить вовлеченные запасы газа II объекта не представляется возможным.

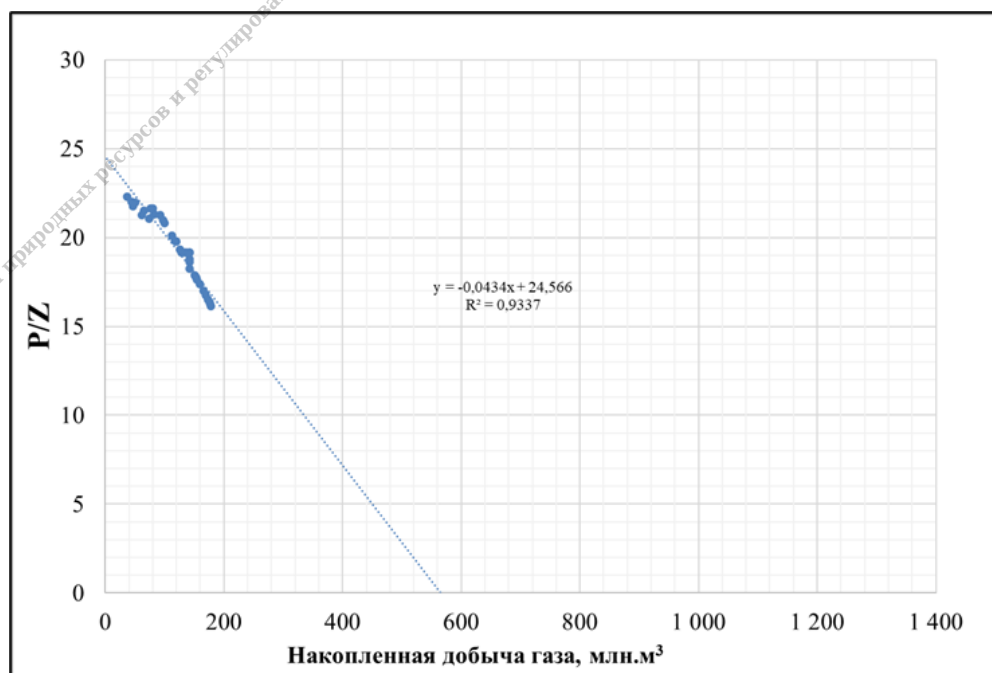


Рис. 3.25 - Зависимость пластового давления от накопленной добычи газа

В целом по результатам анализа выработки запасов можно сделать выводы о том, что

- Характер полученного тренда зависимости свидетельствует о текущем режиме залежи горизонта C_{1v1} как газовом режиме;
- С учетом использования данных по фактическим замерам пластового давления за период 2017-2025 гг., определены дренируемые запасы пластового газа в целом для залежи в объеме 560 млн. м³;
- Расчетный дренируемый объем вовлеченных запасов значительно меньше утвержденных извлекаемых запасов, что характеризует систему разработки как недостаточно эффективную. Однако при этом, полученные фактические величины пластового давления вызывают сомнения, т.к. по исследованиям КВД продолжительность остановок составляет от 2 до 20 дней, радиус исследования – от 4 до 100 м, в среднем составляя 40 м, что характеризует невосстановленностью пластового давления из-за слишком короткого времени остановки скважины;
- Результаты расчета материального баланса подтверждают, что объемы залежей значительно меньше, чем утвержденные значения;
- При установленном газовом режиме работы залежи без влияния законтурной воды подсчитанные извлекаемые запасы составили 500 млн.м³ (при утвержденных 2600 млн.м³) и достижение утвержденного КИГ не представляется возможным в условиях сильной литологической неоднородности, экранировании фациями, тектонически экранированных блоков и отсутствия активного водонапорного режима;

3.4 Обоснование характеристик расчетной геолого-физической модели, принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Выбор расчетной геолого-физической модели, принятой для прогноза основных технологических показателей разработки газоконденсатных залежей месторождения Айракты выполнен, исходя из наличия в залежах, преимущественно, газового режима.

Расчёт технологических показателей разработки газоконденсатных залежей при водонапорном режиме идентичен расчётам газового режима, но является более сложным, поскольку приходится рассчитывать и объемы внедряющейся воды, и характер её продвижения.

В качестве основных параметров, используемых при расчетах, рассмотрены:

- Пластовое давление и температура;

- Параметры газа, воды и пористой среды [зависимости $z=z(p)$, $\mu_g=\mu_g(p)$ (рис. 10.2.1), величины μ_v , β_s , β_j и др.];
- Допустимые технологические режимы эксплуатации скважин
- Коэффициенты фильтрационных сопротивлений А и В (в уравнении притока газа к отдельным скважинам).

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений А и В (в уравнении притока газа к отдельным скважинам).

Уравнение материального баланса

При водонапорном режиме формулировка принципа материального баланса следующая: начальная масса газа в пласте равняется сумме добытой массы газа и массы газа, оставшейся в газонасыщенном и обводненном $M_{обв}(t)$ объемах пласта.

$$M_H = M_{обв}(t) + M_{доб}(t) \quad (10.1.1)$$

Так как обводненный объем пласта равен, то в этом объеме при среднем коэффициенте остаточной газонасыщенности $\alpha_{ост}$ находится газ в количестве

$$M_{обв}(t) = \rho_{ат} \cdot [\Omega_H - \Omega(t)] \cdot \alpha_{ост} \cdot \frac{\tilde{p}_B(t)}{z[\tilde{p}_B(t)] \cdot p_{ат}} \quad (10.1.2)$$

Здесь $\rho_{ат}$ – плотность газа при $T_{ат}$ и $p_{ат}$.

Следовательно, уравнение материального баланса в условиях водонапорного режима с учетом неполноты вытеснения газа водой записывается в виде:

$$\frac{\tilde{\alpha} \cdot \Omega_H \cdot p_H}{z_H} = \frac{\tilde{\alpha} \cdot \Omega(t) \cdot \tilde{p}(t)}{z[\tilde{p}(t)]} + p_{ат} \cdot Q_{доб}(t) \cdot \frac{T_{пл}}{T_{ст}} + [\Omega_H - \Omega(t)] \cdot \alpha_{ост}[\tilde{p}(t)] \cdot \frac{\tilde{p}_B(t)}{z[\tilde{p}_B(t)] \cdot p_{ат}}$$

Здесь $\tilde{p}_B$ – среднее давление в обводненном объеме пласта; $z_H(\tilde{p}_B)$ – коэффициент сжимаемости при $\tilde{p}_B$ и $T_{пл}$; $\alpha_{ост}(\tilde{p}_B)$ – отношение зашумленного объема газа (при $\tilde{p}_B$ и $T_{пл}$) к общему поровому объему обводненной зоны пласта.

При среднем коэффициенте остаточной газонасыщенности $\alpha_{ост}(\tilde{p}_B)$ суммарное количество воды $Q_B(t)$, поступающей в залежь к некоторому моменту t , распределится в объеме $\frac{Q_B(t)}{[\tilde{\alpha} - \alpha_{ост}(\tilde{p}_B)]}$. Тогда газонасыщенный объем (внутри контура газ - вода) ко времени составит:

$$\tilde{\alpha} \cdot \Omega(t) = \tilde{\alpha} \cdot \left(\Omega_H - \frac{Q_B(t)}{\tilde{\alpha} - \alpha_{ост}(\tilde{p}_B)} \right) \quad (10.1.4)$$

Принципиальных затруднений для выполнения (10.1.3) и (10.1.4) при определении показателей разработки газовых месторождений в условиях водонапорного режима не имеется. Однако использование указанных формул усложняет методику расчетов, что объясняется необходимостью определения $\alpha_{ост}[p_B(t)]$ и изменением коэффициента остаточной газонасыщенности. Кроме того, при анализе фактических данных затрудняется определение зависимости $\tilde{p}_B(t) = \tilde{p}(t)$.

Расчеты значительно упрощаются, если в (10.1.3) принять

$$\tilde{p}_B(t) = \tilde{p}(t) \quad (10.1.5)$$

Условие (10.1.5) характеризует допущение защемления газа при давлении, равном среднему пластовому давлению в залежи, и изменение коэффициента остаточной газонасыщенности определяется изменением во времени среднего пластового давления, т.е. $\alpha_{ост} = \alpha_{ост}(\tilde{p})$. Тогда из (10.1.3) с учетом (10.1.4) и (10.1.5) получим:

$$\tilde{p}(t) = \frac{z[\tilde{p}(t)]}{\tilde{\alpha} \cdot \Omega_H - Q_B(t)} \cdot \left[\frac{\tilde{\alpha} \cdot \Omega_H \cdot p_H}{z_H} - p_{ат} \cdot Q_{доб}(t) \cdot \frac{T_{пл}}{T_{ст}} \right] \quad (10.1.6)$$

Важность уравнения (10.1.6) состоит в том, что для его использования, благодаря допущению (10.1.5) не требуется знания трудно определяемой для обводненной зоны пласта $\alpha_{ост}$ и установления зависимости ее изменения во времени.

Известно, что зависимость коэффициента сверхсжимаемости газа $(z[\tilde{p}(t)])$ от давления для каждого месторождения определяется составом газа и пластовой температуры.

Для вычисления $t - \Delta t$ пластового давления использован метод итераций (последовательных приближений). При вычислении пластового давления в момент t в качестве первого приближения принимается коэффициент в предыдущий момент - при давлении $\tilde{p}$ в момент. По вычисленному пластовому давлению уточняется коэффициент.

Уравнение (10.1.6) обеспечивает высокую точность при прогнозных расчетах до отбора из залежи 50% и более от начальных запасов газа в пласте.

Определение объема внедряемой воды в залежь

Для вычисления суммарного количества воды, которое поступит в залежь к моменту t , Ван Эвердинген и Хэрстом получено выражение:

$$Q_B(t) = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h r R_3^2}{\mu_R \cdot \kappa} \cdot \Delta p \cdot \bar{Q}(fo) \quad (10.1.7)$$

Здесь $\bar{Q}(f_0)$ - табулированная функция параметра Фурье; f_0 - h, k, κ – толщина, коэффициенты проницаемости и пьезопроводности водоносного пласта соответственно,

μ_E - динамическая вязкость воды, R_z - радиус залежи.

Приток газа к забою скважин

Проектные дебиты скважин рассчитаны по коэффициентам продуктивности (коэффициенты фильтрационного сопротивления и параметры несовершенства вскрытия).

Дебиты конденсата определялись через зависимости КГФ от давления.

При нарушении закона Дарси уравнение притока газа к скважине в случае идеального газа записывается в виде:

$$p^2(t) - p_z^2(t) = a \cdot q(t) + b \cdot q^2(t) \quad (10.1.8)$$

где $p^2(t); p_z^2(t)$ - пластовое и забойное давления;

a и b - коэффициенты фильтрационных сопротивлений.

Коэффициенты фильтрационного сопротивления при движении газа в изотропном пласте к несовершенной по степени и характеру вскрытия скважине определяется из выражений:

$$a = \frac{116 \cdot \mu[\tilde{p}(t)] \cdot z[\tilde{p}(t)] \cdot p_{ат} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot \kappa \cdot h \cdot T_{ст}} \left(\ln \frac{R_\kappa}{R_c} + C_1 + C_2 \right); \quad (10.1.9)$$

$$b = \frac{\rho_{ст} \cdot z[\tilde{p}(t)] \cdot p_{ат} \cdot T_{пл}}{2\pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{ст}} \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_c} + C_3 + C_4 \right) \quad (10.1.10)$$

Здесь C_1, C_2 и C_3, C_4 – коэффициенты несовершенства соответственно по степени и характеру вскрытия.

Для упрощения расчетов для каждого горизонта рассчитывались коэффициенты a^* и b^* , которые были пересчитаны обратным путем от коэффициентов фильтрационного сопротивления (10.1.9) и (10.1.10). Задавая проницаемость и эффективную мощность пласта коллекторов используя формул (10.1.13) и (10.1.14) для каждой скважины определялись соответствующие коэффициенты фильтрационного сопротивления соответствующему горизонту вскрытия.

$$a^* = \frac{116 \cdot p_{ат} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot T_{ст}} \left(\ln \frac{R_\kappa}{R_c} + C_1 + C_2 \right) \quad (10.1.11)$$

$$b^* = \frac{\rho_{ст} \cdot p_{ат} \cdot T_{пл}}{2\pi^2 \cdot l \cdot T_{ст}} \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_c} + C_3 + C_4 \right) \quad (10.1.12)$$

$$a = \frac{a^* \cdot \mu[\tilde{p}(t)] \cdot z[\tilde{p}(t)]}{\kappa \cdot h} \quad (10.1.13)$$

$$b = \frac{b^* z[\tilde{p}(t)]}{h^2} \quad (10.1.14)$$

По результатам исследования МУО, проведенного в 2019 г. на скважине №104, были получены коэффициенты фильтрационного сопротивления А и В, которые составили соответственно "А" = 0,195883 и "В" = 0,00040995. Однако эти значения были отбракованы из-за их недостоверности. В связи с этим коэффициенты фильтрационного сопротивления для расчета были скорректированы с использованием поправочных коэффициентов, учитывающих изменение пластового давления. В результате получены следующие коэффициенты фильтрационного сопротивления, которые являются средними для залежи (КФС):

Для нижневизейского:

- А = 21,292 (МПа)/(тыс.м³/сут);
- В = 0,04456 (МПа)²/(тыс.м³/сут)²;

Для серпуховского:

- А = 14,001 (МПа)/(тыс.м³/сут);
- В = 0,22 (МПа)²/(тыс.м³/сут)²;

Для пермского:

- А = 0,4504 (МПа)/(тыс.м³/сут);
- В = 0,1465 (МПа)²/(тыс.м³/сут)².

3.4.1 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

Параметры расчетной модели (проницаемость, коэффициенты продуктивности и приемистости, размеры законтурной области, функции модифицированных фазовых проницаемостей, адсорбции, десорбции и т.д.) рекомендуется уточнять по истории разработки пласта, его части или первоочередного участка, или приводятся данные, подтверждающие применимость выбранной методики. По итогам воспроизведения истории разработки могут сопоставляться фактические и расчетные контролируемые параметры в соответствии с рекомендованной таблицей П.3.3 и могут быть проанализированы имеющиеся расхождения.

3.5 Выделение эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.5.1 Обоснование выделения объектов разработки

Проектным документом по месторождению, на основании которого ведется разработка, является «Проект разработки месторождения Айракты», составленный в 2022 г. (Протокол ЦКРР от 11.05.2022 г. №26/2), при этом прогнозные показатели уточнены в

рамках «Анализа разработки месторождения Айракты» выполненного в 2023 г. (Протокол ЦКРР от 27.06.2024 г. №52/5).

В соответствии с ПР-2022 г. на месторождении были выделены следующие эксплуатационные объекты:

I объект – нижневизейский горизонт;

II объект – серпуховский горизонт.

После 2022 г. представления о геологическом строении месторождения уточнились в связи с бурением новых скважин: эксплуатационной №108 и оценочных ОЦ-1, ОЦ-2. В процессе их изучения получены дополнительные геолого-геофизические данные, включая результаты керновых и лабораторных исследований.

Следует отметить, что по месторождению ранее (в 1981 г.) выполнялся Подсчет запасов по пермскому горизонту. Однако в последующих Пересчетах запасы данного горизонта не отражались ввиду недостаточной изученности. Проведенные в последние годы исследования, в частности по скважине ОЦ-1, позволили подтвердить газоносность пермского интервала. Результаты испытаний, анализ кернового материала и интерпретация данных ГИС показали наличие коллекторов с промышленно значимыми фильтрационно-емкостными свойствами.

На основании полученных данных пермский горизонт рассматривается как самостоятельный объект разработки. Таким образом, в рамках настоящего отчета выделяются следующие эксплуатационные объекты:

I объект – нижневизейский горизонт;

II объект – серпуховский горизонт;

III объект – пермский горизонт.

Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 3.25.

Таблица 3.25 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Наименование	Объект I	Объект II	Объект III
	Нижневизейский C _{1v1} A+B	Серпуховский	Пермский
Средняя глубина залегания, м	2175,2	1788,4	870
Тип залежи	Пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная		
Тип коллектора	Терригенный, поровый	Карбонатный, поровый	Карбонатно-терригенный, поровый
Площадь газоносности, тыс.м ² (C ₁)	45410	3071	9390
ГВК, м*	-1819,5	-1419,4	-609,3
Средняя толщина эффективная, м	6,5	5,3	9,0
Средняя толщина газонасыщенная, м*	6,4	5,3	9,0
Пористость по ГИС, доли ед.	0,15	0,15	0,14
Средняя насыщенность газом, доли ед.*	0,62	0,72	0,68
Проницаемость по ГДИС, 10 ⁻³ мкм ²	0,306	0,091	10,5
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,222	0,163	0,213
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,2	4	5,9
Начальное пластовое давление, МПа	24,0	15,8	10,8
Начальная пластовая температура, °С	72,43	70	40
Текущее пластовое давление, МПа	16,2	8,6*	10,2
Давление начала конденсации, МПа*	20,8	21,2	1,5
Плотность газа в стандартных условиях, кг/м ³ *	0,824	0,769	0,702
Вязкость газа в стандартных условиях, мПа·с*	0,013	0,022	0,016
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,131	*1,131	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,31	*1,31	-
Конденсато-газовый фактор, г/м ³ *	9,6	5,0	
Коэффициенты фильтрационного сопротивления*,			
a, МПа ² /(тыс.м ³ /сут) ²	21,292	14,001	0,4504
b, МПа ² /(тыс.м ³ /сут) ²	0,04456	0,22	0,1465
Начальные геологические запасы сухого газа C ₁ , млрд. м ³	4506	160	462
Начальные геологические запасы конденсата газа C ₁ , тыс.т	163	6	-

3.5.2 Выбор технологического режима

Под технологическим режимом эксплуатации газовых (газоконденсатных) скважин понимается поддержание на забое (устье) скважин (путем регулирования дебита или забойного давления) условий, обеспечивающих соблюдение правил охраны недр и безаварийную эксплуатацию скважин.

Особенности геологического строения залежи, природные факторы влияют на обоснование продуктивных характеристик скважин, то есть на их технологический режим эксплуатации. В случаях, когда природные условия не налагают ограничений на величину дебитов скважин, отборы из скважин устанавливают, исходя из технико-экономических соображений или нужд потребителя.

Следует отметить, что в период опробования скважинами газоконденсатных залежей нижневизейских отложений установлены такие осложнения от природного фактора, как частичное проявление воды и довольно низкие фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов.

Также отмечается, что в рамках настоящего проекта для данного месторождения не предусматривается построение детальной геолого-гидродинамической модели, поэтому сложно обосновать даже приближенные технологические режимы работы скважин, при которых будет иметься возможность исключить преждевременный прорыв конуса воды. В период опробования на скважинах создаваемая депрессия достигала более 10 МПа и при этом, каких-либо осложнений в работе скважин не было установлено.

В связи с тем, что в пластовом газе имеется также конденсат, который при разработке, возможно, будет откладываться в забое скважин, при выборе технологического режима скважин следует рассмотреть эксплуатацию при таких дебитах, которые позволят произвести вынос жидкости из забоя. Для увеличения скорости потока в НКТ, рекомендуется произвести подбор диаметров подъемника, для создания оптимального режима эксплуатации.

Многие компоненты природного газа (метан, этан, пропан, изобутан, углекислый газ, азот, сероводород) соединяясь с водой при определенных термобарических условиях, представляют опасность образования газовых гидратов непосредственно в стволе скважин, это может привести либо к снижению их пропускной способности, либо к их полной закупорке. Для данного месторождения по результатам исследований определен диапазон давления, при котором образуется гидрат, 2-3,8 МПа. В связи с этим среднее значение, принимаемое для ограничения, будет 2,9 МПа, что тоже требует уточнения в период промышленной разработки.

Выбор расчетной геолого-физической модели, принятой для прогноза основных технологических показателей разработки газоконденсатных залежей месторождения выполнен, исходя из наличия в залежах, преимущественно, газового режима.

При газовом режиме приток газа к забоям скважин обуславливается упругой энергией сжатого газа. Анализ экстраполированных и реальных данных по разработанным месторождениям показывает различные возможные коэффициенты извлечения газа (КИГ).

Расчетная геолого-физическая модель учитывает геологическую характеристику залежей, физические и теплофизические свойства флюидов, насыщающих пористой среды (плотности газа и конденсата, свойства и состав газа и конденсата, и их изменение при снижении пластового давления, давления начала конденсации, КГФ и т.д.), тип и конструкцию скважин, расположение скважин, динамику добычи газа и конденсата, технологические режимы, давления и т.д.

Выбор технологического режима работы скважин проводился на основе результатов опробования и исследования скважин методом установившихся отборов в период разведки

и по результатам проведения режимных исследований по поисковым и разведочным скважинам.

Для обеспечения минимума потерь пластового давления рекомендованы варианты с установлением расчетного технологического режима постоянного забойного $P_y = \text{const}$.

При прогнозировании основных технологических показателей разработки месторождения (добыча газа и конденсата), по выбранным технологическим режимам, были рассчитаны изменения пластового, забойного, устьевого давления, дебитов газа и конденсата как по новым, так и по переходящим скважинам, используя промысловые и рассчитанные данные коэффициентов фильтрационных сопротивлений.

Для выработки запасов газа и конденсата было выбрано рациональное количество скважин с использованием новых скважин из бурения.

3.5.3 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В настоящем отчете рассмотрены 4 варианта разработки. Рассмотренные варианты различаются между собой объемами проведения ГРП, наличием или отсутствием ввода из бурения новых добывающих скважин.

Вариант 1 является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки, также ввод из оценочного фонда скважин ОЦ-1 и ОЦ-2 в эксплуатацию.

Вариант 2 предусматривает ввод из оценочного фонда скважин ОЦ-1 и ОЦ-2 в эксплуатацию, также включает ввод из бурения 1 скважины с проведением ГРП и ввод из консервации скважины №2.

Вариант 3 предусматривает ввод из оценочного фонда скважин ОЦ-1 и ОЦ-2 в эксплуатацию, также включает ввод из бурения 3 скважин с проведением ГРП и ввод из консервации скважины №2.

Вариант 4 предусматривает ввод из оценочного фонда скважин ОЦ-1 и ОЦ-2 в эксплуатацию, также включает ввод из бурения 4 скважин с проведением ГРП и ввод из консервации скважины №2. Проектные ГТМ по вариантам приведены в таблице 3.26.

Таблица 3.26 – Адресная программа ГТМ

Годы	№№ скв	Вид ГТМ	Объект	Варианты			
				1	2	3	4з
2027	Оц-1	Ввод из оценочного фонда скважин	III	+	+	+	+
2027	Оц-2	ввод из оценочного фонда скважин	I	+	+	+	+
2028	2Г	Ввод из консервации	III		+	+	+
2028	109	Ввод из бурения+ГРП	I		+	+	+
2029	110	Ввод из бурения+ГРП	I			+	+
2030	111	Ввод из бурения+ГРП	I			+	+
2031	112	Ввод из бурения+ГРП	I				+

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

Настоящий раздел приводит описание параметров и допущений, использованных для определения расходной части прогнозных экономических расчетов.

В экономическую оценку включены технологические показатели вариантов разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, динамикой ввода новых скважин, порядком и темпами разбурирования, уровнями добычи УВ, способами эксплуатации.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов, применительно к рассматриваемым вариантам технико-экономических показателей.

В процессе экономической оценки выявлен наиболее рациональный на сегодня вариант разработки месторождения, отвечающий критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов газа при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды.

Все расчеты проводились на основе плановых данных, предоставленных Заказчиком. В расчетах отражены доходная часть и расходная часть, которая включает в себя прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации настоящего проекта.

Нормативы капитальных вложений

Расчет стоимости капитальных вложений, необходимых при разработке месторождения производился с использованием укрупненных показателей стоимости строительства. Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии и технике добычи, подготовке и транспортировке продукции УВ, а также данные по удельным объемам строительства.

Предполагаемые объемы инвестиционных затрат базируются на укрупненных удельных показателях стоимости, связанных как с бурением скважин, также с характеристиками и количеством оборудования, необходимого для строительства намеченных объектов, которые включают в себя издержки по инвестициям в основной капитал, состоящие из следующих расходов:

- стоимости основного и вспомогательного оборудования, потребных материалов;
- затрат на строительно-монтажные и пусконаладочные работы;
- прочих платежей.

В расчетах экономических показателей вариантов разработки месторождения капитальные затраты оценивались укрупненно в текущих ценах по следующим направлениям:

- затраты на строительство скважин;
- затраты на надземное строительство;
- затраты на инфраструктуру;
- затраты на внешние коммуникации.

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производился в соответствии с объемными технологическими показателями по каждому варианту разработки и удельными затратами на единицу в разрезе по следующим объектам:

- Бурение добывающей скважины – 1 683,942 млн. тенге;
- ГРП – 90 млн. тенге;
- Ввод из консервации – 20 млн.тенге;
- обустройство добывающей скважины – 142,010 млн. тенге;

За основу стоимости строительства эксплуатационной скважины принята плановая стоимость согласно бюджета недропользователя на 2026 г. по месторождению.

Нормативы эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта. Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на сырье и материалы;
- затраты на электроэнергию;
- обучение персонала;
- услуги производственного характера, предоставленные сторонними организациями;
- амортизационные отчисления.

Затраты на сырье и материалы определялись в зависимости от объема добываемого газа и включают удельные затраты по используемым материалам.

Затраты на электроэнергию рассчитывались в зависимости от добычи газа.

Услуги производственного характера рассчитывались как условно-постоянные расходы в зависимости от скважин.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.5.1.

Эксплуатационные и капитальные затраты изменяются с учетом инфляции 2% с 2027г.

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов.

Стоимость фиксированных активов относится на вычеты посредством исчисления амортизационных отчислений в порядке и на условиях, установленных Налоговым Кодексом. Амортизационные отчисления по группе фиксированных активов, не включенных в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи, рассчитывались производственным методом, в зависимости от объема добычи углеводородов и доказанных разрабатываемых запасов.

Таблица 3.5.1 - Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат

Наименование показателей	Ед.изм	Значения
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тг/м3	0,10
Прочее сырье, материалы и полуфабрикаты	тг/м3	0,24
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	млн.тг/скв	0,26
Топливо, ГСМ	тг/м3	0,02
Питание и проживание на вахте	млн.тг/чел	0,83
Услуги связи	млн.тг/скв	0,02
Расходы по аренде основных средств и НМА	млн.тг/скв	2,3
Расходы на охрану (вневедомственная и пожарная)	млн.тг/скв	0,55
Расходы по охране окружающей среды	тг/м3	0,004
Затраты на страхование	млн.тг/скв	0,24
НИР	млн.тг/скв	0,08
Работы и услуги производственного характера	млн.тг/скв	1,00
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание ОС и НМА	млн.тг/скв	2,38
Командировочные расходы	млн.тг/чел	0,02
Расходы по созданию резервов	млн.тг/чел	0,35
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника ОПП в месяц	тыс.тенге	713,58
Затраты на обучение персонала, от затрат на добычу	%	1
Социальное развитие региона	%	1
НИОКР	%	1

Налоги и прочие платежи

Все выплаты и налоговые отчисления, производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан и контракту на недропользование. Согласно контракту, на недропользователь платит следующие виды налогов и сборов:

Налог на добычу полезных ископаемых, согласно шкале НК РК.

Корпоративный подоходный налог по ставке 20%.

Налог на имущество по ставке 1,5% от остаточной стоимости материальных активов.

Социальный налог по ставке -6%.

Социальные отчисления - 5%.

ОСМС – 3%.

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Согласно основным положениям рассмотренных вариантов разработки, произведены расчеты технологических показателей по выделенным эксплуатационным объектам и по месторождению в целом. В рамках рекомендуемого к реализации 3-го варианта разработки предусматривается ввод в эксплуатацию скважин ОЦ-1 и ОЦ-2 из оценочного фонда, а также ввод 3 скважины из бурения с проведением ГРП и расконсервация скважины №2.

Технологические показатели разработки эксплуатационных объектов и месторождения в целом по рекомендуемому к внедрению варианту 3 приведены в таблицах 4.1-4.4, по 1 и 3 вариантам – в табличных приложениях П.4.1.1-П.4.1.8.

Таблица 4.1.1 – Основные технологические прогнозные показатели разработки. I объект. Вариант 3

Годы	Добыча газа, млн.м3	Накоп-ленная добыча газа, млн.м3	Коэффициент извлечения газа, %	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	Коэффициент извлечения конденсата, %	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Устьевое давление, МПа	КГФ, г/м3	Ввод скважин за период		Ввод из оц фонда	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Фонд доб. скв. на конец года, ед.	Ср. дебит газа, тыс.м3/сут	Ср. дебит конденсата, т/сут
											Всего	из бурения						
2026	24,41	232,8	6,8	0,337	2,79	2,27	15,4	6,4	5,2	13,8	0	0	0	0	10	9	7,04	0,097
2027	28,2	261,0	7,7	0,338	3,13	2,54	15,1	6,2	5,1	12,0	1	0	1	1	10	10	7,39	0,089
2028	28,4	289,3	8,5	0,332	3,46	2,82	14,7	6,0	4,9	11,7	1	1	0	0	11	11	6,82	0,080
2029	29,1	318,4	9,4	0,325	3,79	3,08	14,4	5,8	4,8	11,2	1	1	0	0	12	12	6,45	0,072
2030	29,7	348,1	10,2	0,314	4,10	3,33	13,9	5,6	4,6	10,6	1	1	0	0	13	13	6,11	0,065
2031	28,6	376,6	11,1	0,286	4,39	3,57	13,5	5,4	4,5	10,0	0	0	0	0	13	13	5,88	0,059
2032	28,0	404,6	11,9	0,265	4,65	3,78	13,1	5,3	4,3	9,5	0	0	0	0	13	13	5,77	0,055
2033	27,2	431,8	12,7	0,245	4,90	3,98	12,7	5,1	4,2	9,0	0	0	0	0	13	13	5,59	0,050
2034	26,6	458,4	13,5	0,228	5,12	4,17	12,4	4,9	4,0	8,6	0	0	0	0	13	13	5,49	0,047
2035	26,2	484,6	14,2	0,213	5,34	4,34	12,0	4,7	3,8	8,1	0	0	0	0	13	13	5,39	0,044
2036	25,5	510,1	15,0	0,197	5,54	4,50	11,6	4,5	3,7	7,7	0	0	0	0	13	13	5,24	0,041
2037	25,3	535,3	15,7	0,189	5,72	4,65	11,4	4,3	3,5	7,5	0	0	0	0	13	13	5,20	0,039
2038	24,5	559,8	16,5	0,177	5,90	4,80	11,1	4,1	3,4	7,2	0	0	0	0	13	13	5,05	0,036
2039	24,3	584,1	17,2	0,170	6,07	4,94	10,9	3,9	3,2	7,0	0	0	0	0	13	13	5,01	0,035
2040	23,8	608,0	17,9	0,162	6,23	5,07	10,6	3,7	3,0	6,8	0	0	0	1	13	12	5,29	0,036
2041	23,2	631,2	18,6	0,152	6,38	5,19	10,4	3,5	2,9	6,6	0	0	0	0	13	12	5,14	0,034
2042	22,8	654,0	19,2	0,145	6,53	5,31	10,2	3,3	2,7	6,4	0	0	0	0	13	12	5,06	0,032
2043	22,4	676,3	19,9	0,138	6,67	5,42	9,9	3,1	2,6	6,2	0	0	0	0	13	12	4,96	0,031
2044	22,0	698,3	20,5	0,131	6,80	5,53	9,7	2,9	2,4	6,0	0	0	0	0	13	12	4,88	0,029
2045	21,5	719,8	21,2	0,124	6,92	5,63	9,5	2,7	2,2	5,8	0	0	0	1	13	11	5,16	0,030
2046	21,1	740,8	21,8	0,118	7,04	5,73	9,2	2,5	2,1	5,6	0	0	0	0	13	11	5,06	0,028
2047	20,5	761,3	22,4	0,112	7,15	5,82	9,0	2,3	1,9	5,5	0	0	0	0	13	11	4,93	0,027
2048	19,9	781,2	23,0	0,105	7,26	5,90	8,8	2,1	1,8	5,3	0	0	0	0	13	11	4,77	0,025
2049	19,2	800,4	23,5	0,099	7,36	5,98	8,5	2,0	1,6	5,1	0	0	0	0	13	11	4,62	0,024
2050	18,7	819,1	24,1	0,093	7,45	6,06	8,3	1,8	1,5	5,0	0	0	0	1	13	10	4,90	0,024
2051	18,2	837,3	24,6	0,089	7,54	6,13	8,1	1,7	1,4	4,9	0	0	0	0	13	10	4,77	0,023
2052	17,7	854,9	25,1	0,084	7,62	6,20	7,9	1,5	1,2	4,7	0	0	0	0	13	10	4,63	0,022
2053	17,0	872,0	25,6	0,079	7,70	6,26	7,6	1,4	1,2	4,6	0	0	0	0	13	10	4,46	0,021
2054	16,3	888,2	26,1	0,073	7,78	6,32	7,4	1,3	1,1	4,5	0	0	0	0	13	10	4,27	0,019
2055	15,6	903,8	26,6	0,069	7,84	6,38	7,2	1,3	1,1	4,4	0	0	0	1	13	9	4,50	0,020
2056	15,0	918,9	27,0	0,065	7,91	6,43	6,9	1,3	1,1	4,3	0	0	0	0	13	9	4,34	0,019
2057	14,4	933,3	27,4	0,061	7,97	6,48	6,7	1,3	1,1	4,2	0	0	0	0	13	9	4,16	0,018
2058	13,8	947,1	27,8	0,057	8,03	6,53	6,5	1,3	1,1	4,1	0	0	0	0	13	9	3,99	0,016
2059	13,1	960,2	28,2	0,053	8,08	6,57	6,3	1,3	1,1	4,1	0	0	0	0	13	9	3,76	0,015
2060	12,3	972,5	28,6	0,049	8,13	6,61	6,0	1,3	1,1	4,0	0	0	0	1	13	8	3,95	0,016
2061	11,4	983,9	28,9	0,045	8,17	6,65	5,8	1,3	1,1	3,9	0	0	0	0	13	8	3,67	0,014
2062	10,7	994,6	29,2	0,041	8,21	6,68	5,6	1,3	1,1	3,9	0	0	0	0	13	8	3,43	0,013
2063	10,1	1004,8	29,5	0,039	8,25	6,71	5,3	1,3	1,1	3,8	0	0	0	0	13	8	3,24	0,012
2064	9,5	1014,2	29,8	0,036	8,29	6,74	5,1	1,3	1,1	3,8	0	0	0	0	13	8	3,04	0,011
2065	8,8	1023,0	30,1	0,033	8,32	6,77	4,9	1,3	1,1	3,8	0	0	0	1	13	7	3,17	0,012
2066	7,9	1031,0	30,3	0,030	8,35	6,79	4,6	1,3	1,1	3,7	0	0	0	0	13	7	2,87	0,011
2067	7,7	1038,7	30,5	0,028	8,38	6,81	4,4	1,3	1,1	3,7	0	0	0	0	13	7	2,77	0,010
2068	7,1	1045,8	30,7	0,026	8,41	6,83	4,2	1,3	1,1	3,7	0	0	0	0	13	7	2,57	0,010
2069	5,9	1051,7	30,9	0,022	8,43	6,85	4,0	1,3	1,1	3,7	0	0	0	0	13	7	2,11	0,008
2070	5,4	1057,1	31,1	0,020	8,45	6,87	3,7	1,3	1,1	3,7	0	0	0	0	13	7	1,95	0,007
2071	5,0	1062,1	31,2	0,019	8,47	6,88	3,5	1,3	1,1	3,8	0	0	0	0	13	7	1,80	0,007

Таблица 4.1.2 – Основные технологические прогнозные показатели разработки. II объект. Вариант 3

Годы	Добыча газа, млн.м3	Накоп-ленная добыча газа, млн.м3	Коэффициент извлечения газа, %	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Устьевое давление, МПа	Ввод скважин за период		Ввод из консервации	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Фонд доб. скв. на конец года, ед.	Ср. дебит газа, тыс.м3/сут
							Всего	из бурения					
2026	0,259	1,27	0,79	8,6	5,2	4,4	0	0	0	0	1	1	0,75
2027	0,248	1,52	0,95	8,4	5,0	4,3	0	0	0	0	1	1	0,71
2028	0,245	1,76	1,10	8,3	4,9	4,1	0	0	0	0	1	1	0,71
2029	0,241	2,00	1,25	8,1	4,7	4,0	0	0	0	0	1	1	0,70
2030	0,237	2,24	1,40	7,9	4,5	3,8	0	0	0	0	1	1	0,68
2031	0,233	2,47	1,55	7,7	4,3	3,7	0	0	0	0	1	1	0,67
2032	0,230	2,70	1,69	7,5	4,1	3,5	0	0	0	0	1	1	0,66
2033	0,224	2,93	1,83	7,4	4,0	3,3	0	0	0	0	1	1	0,65
2034	0,219	3,15	1,97	7,2	3,8	3,2	0	0	0	0	1	1	0,63
2035	0,214	3,36	2,10	7,0	3,6	3,0	0	0	0	0	1	1	0,62
2036	0,210	3,57	2,23	6,8	3,4	2,9	0	0	0	0	1	1	0,60
2037	0,203	3,77	2,36	6,6	3,2	2,7	0	0	0	0	1	1	0,59
2038	0,198	3,97	2,48	6,5	3,1	2,6	0	0	0	0	1	1	0,57
2039	0,191	4,16	2,60	6,3	2,9	2,4	0	0	0	0	1	1	0,55
2040	0,186	4,35	2,72	6,1	2,7	2,3	0	0	0	0	1	1	0,54
2041	0,178	4,53	2,83	5,9	2,5	2,1	0	0	0	0	1	1	0,51
2042	0,172	4,70	2,94	5,7	2,3	2,0	0	0	0	0	1	1	0,50
2043	0,165	4,86	3,04	5,6	2,2	1,8	0	0	0	0	1	1	0,47
2044	0,158	5,02	3,14	5,4	2,0	1,7	0	0	0	0	1	1	0,45
2045	0,150	5,17	3,23	5,2	1,8	1,5	0	0	0	0	1	1	0,43
2046	0,141	5,31	3,32	5,0	1,7	1,4	0	0	0	0	1	1	0,41
2047	0,130	5,44	3,40	4,8	1,6	1,3	0	0	0	0	1	1	0,38
2048	0,121	5,56	3,48	4,7	1,5	1,3	0	0	0	0	1	1	0,35
2049	0,111	5,67	3,55	4,5	1,4	1,2	0	0	0	0	1	1	0,32
2050	0,101	5,77	3,61	4,3	1,4	1,2	0	0	0	0	1	1	0,29
2051	0,092	5,87	3,67	4,1	1,3	1,1	0	0	0	0	1	1	0,27
2052	0,084	5,95	3,72	3,9	1,3	1,1	0	0	0	0	1	1	0,24

Таблица 4.1.3 – Основные технологические прогнозные показатели разработки. III объект. Вариант 3

Годы	Добыча газа, млн.м3	Накоп- ленная добыча газа, млн.м3	Коэффициент извлечения газа, %	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Устьевое давление, МПа	Ввод скважин за период		Ввод из оц фонда	Ввод из консервации	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Фонд доб. скв. на конец года, ед.	Ср. дебит газа, тыс.м3/сут
							Всего	из бурения						
2027	4,12	10,1	2,2	10,1	8,4	7,0	1	0	1	0	0	1	1	11,25
2028	5,44	15,5	3,4	10,0	8,1	6,8	1	0	0	1	0	2	2	7,85
2029	5,30	20,8	4,5	9,8	7,9	6,5	0	0	0	0	0	2	2	7,64
2030	5,16	26,0	5,6	9,7	7,6	6,3	0	0	0	0	0	2	2	7,44
2031	5,02	31,0	6,7	9,5	7,3	6,0	0	0	0	0	0	2	2	7,23
2032	4,87	35,9	7,8	9,3	7,0	5,8	0	0	0	0	0	2	2	7,02
2033	4,68	40,6	8,8	9,1	6,7	5,6	0	0	0	0	0	2	2	6,75
2034	4,51	45,1	9,8	8,9	6,4	5,3	0	0	0	0	0	2	2	6,50
2035	4,35	49,4	10,7	8,7	6,2	5,1	0	0	0	0	0	2	2	6,27
2036	4,30	53,7	11,6	8,5	5,9	4,9	0	0	0	0	0	2	2	6,19
2037	4,21	57,9	12,5	8,3	5,6	4,6	0	0	0	0	0	2	2	6,08
2038	4,14	62,1	13,4	8,1	5,3	4,4	0	0	0	0	0	2	2	5,97
2039	4,06	66,1	14,3	7,9	5,0	4,1	0	0	0	0	0	2	2	5,86
2040	3,99	70,1	15,2	7,7	4,8	3,9	0	0	0	0	0	2	2	5,76
2041	3,90	74,0	16,0	7,6	4,5	3,7	0	0	0	0	0	2	2	5,63
2042	3,82	77,8	16,8	7,4	4,2	3,4	0	0	0	0	0	2	2	5,50
2043	3,73	81,6	17,7	7,2	3,9	3,2	0	0	0	0	0	2	2	5,37
2044	3,64	85,2	18,4	7,0	3,6	2,9	0	0	0	0	0	2	2	5,25
2045	3,54	88,7	19,2	6,8	3,3	2,7	0	0	0	0	0	2	2	5,10
2046	3,44	92,2	20,0	6,6	3,1	2,4	0	0	0	0	0	2	2	4,96
2047	3,34	95,5	20,7	6,4	2,8	2,2	0	0	0	0	0	2	2	4,81
2048	3,24	98,8	21,4	6,2	2,5	1,9	0	0	0	0	0	2	2	4,67
2049	3,12	101,9	22,1	6,0	2,2	1,7	0	0	0	0	0	2	2	4,50
2050	3,01	104,9	22,7	5,8	1,9	1,4	0	0	0	0	0	2	2	4,34
2051	2,87	107,8	23,3	5,6	1,6	1,2	0	0	0	0	0	2	2	4,13
2052	2,68	110,4	23,9	5,5	1,4	1,1	0	0	0	0	0	2	2	3,86
2053	2,56	113,0	24,5	5,3	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	3,69
2054	2,44	115,4	25,0	5,1	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	3,52
2055	2,32	117,8	25,5	5,0	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	3,35
2056	2,21	120,0	26,0	4,8	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	3,19
2057	2,09	122,1	26,4	4,6	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	3,02
2058	1,98	124,0	26,8	4,5	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	2,85
2059	1,86	125,9	27,3	4,3	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	2,69
2060	1,75	127,7	27,6	4,2	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	2,53
2061	1,64	129,3	28,0	4,0	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	2,36
2062	1,53	130,8	28,3	3,8	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	2,20
2063	1,42	132,2	28,6	3,7	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	2,04
2064	1,31	133,5	28,9	3,5	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	1,89
2065	1,20	134,8	29,2	3,4	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	1,73
2066	1,07	135,8	29,4	3,2	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	1,58
2067	0,93	136,8	29,6	3,0	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	1,43
2068	0,85	137,6	29,8	2,9	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	1,28
2069	0,75	138,4	29,9	2,7	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	1,13
2070	0,67	139,0	30,1	2,5	1,3	1,1	0	0	0	0	0	2	2	0,99

Таблица 4.1.4 – Основные технологические прогнозные показатели разработки. В целом по месторождению. Вариант 3

Годы	Добыча газа, млн.м³	Накопленная добыча газа, млн.м³	Коэффициент извлечения газа, %	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	Коэффициент извлечения конденсата, %	КГФ, г/м³	Ввод скважин за период		Ввод из оценоч. фонда	Ввод из консервации	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Фонд доб. скв. на конец года, ед.	Ср. дебит газа, тыс.м³/сут	Ср. дебит конденсата, т/сут
								Всего	из бурения							
2026	33,12	248,43	6,17	0,339	2,796	2,17	10,23	0	0	0	0	0	11	10	8,68	0,089
2027	32,57	281,00	6,98	0,338	3,134	2,43	10,37	2	0	2	0	1	12	12	7,23	0,075
2028	34,05	315,05	7,83	0,324	3,458	2,68	9,52	2	1	0	1	0	14	14	6,55	0,062
2029	34,60	349,64	8,69	0,317	3,775	2,93	9,15	1	1	0	0	0	15	15	6,24	0,057
2030	35,08	384,72	9,56	0,307	4,082	3,16	8,74	1	1	0	0	0	16	16	5,95	0,052
2031	33,81	418,54	10,40	0,279	4,360	3,38	8,24	0	0	0	0	0	16	16	5,74	0,047
2032	33,09	451,62	11,22	0,259	4,619	3,58	7,82	0	0	0	0	0	16	16	5,61	0,044
2033	32,06	483,68	12,02	0,239	4,858	3,77	7,44	0	0	0	0	0	16	16	5,44	0,040
2034	31,37	515,05	12,80	0,223	5,081	3,94	7,10	0	0	0	0	0	16	16	5,32	0,038
2035	30,74	545,80	13,56	0,208	5,289	4,10	6,77	0	0	0	0	0	16	16	5,22	0,035
2036	29,96	575,75	14,31	0,193	5,481	4,25	6,42	0	0	0	0	0	16	16	5,08	0,033
2037	29,67	605,43	15,05	0,184	5,665	4,39	6,20	0	0	0	0	0	16	16	5,03	0,031
2038	28,85	634,27	15,76	0,173	5,838	4,53	6,00	0	0	0	0	0	16	16	4,89	0,029
2039	28,57	662,84	16,47	0,166	6,005	4,65	5,81	0	0	0	0	0	16	16	4,85	0,028
2040	28,02	690,86	17,17	0,158	6,162	4,78	5,63	0	0	0	0	1	16	15	5,05	0,028
2041	27,26	718,11	17,85	0,149	6,311	4,89	5,45	0	0	0	0	0	16	15	4,91	0,027
2042	26,79	744,90	18,51	0,142	6,453	5,00	5,28	0	0	0	0	0	16	15	4,83	0,026
2043	26,26	771,16	19,16	0,135	6,587	5,11	5,12	0	0	0	0	0	16	15	4,73	0,024
2044	25,78	796,94	19,80	0,128	6,715	5,21	4,97	0	0	0	0	1	16	15	4,65	0,023
2045	25,15	822,08	20,43	0,121	6,837	5,30	4,82	0	0	0	0	1	16	14	4,84	0,023
2046	24,64	846,72	21,04	0,115	6,952	5,39	4,68	0	0	0	0	0	16	14	4,74	0,022
2047	23,98	870,70	21,64	0,109	7,061	5,47	4,55	0	0	0	0	0	16	14	4,61	0,021
2048	23,21	893,91	22,21	0,102	7,163	5,55	4,41	0	0	0	0	0	16	14	4,46	0,020
2049	22,47	916,38	22,77	0,096	7,260	5,63	4,29	0	0	0	0	0	16	14	4,32	0,019
2050	21,79	938,17	23,31	0,091	7,351	5,70	4,17	0	0	0	0	1	16	13	4,49	0,019
2051	21,15	959,32	23,84	0,086	7,437	5,77	4,08	0	0	0	0	0	16	13	4,36	0,018
2052	20,41	979,73	24,35	0,082	7,519	5,83	3,99	0	0	0	0	0	16	13	4,21	0,017
2053	19,58	999,31	24,83	0,076	7,595	5,89	3,90	0	0	0	0	1	16	12	4,34	0,017
2054	18,72	1018,03	25,30	0,071	7,666	5,94	3,81	0	0	0	0	0	16	12	4,15	0,016
2055	17,93	1035,96	25,74	0,067	7,733	5,99	3,72	0	0	0	0	1	16	11	4,31	0,016
2056	17,25	1053,21	26,17	0,063	7,796	6,04	3,64	0	0	0	0	0	16	11	4,15	0,015
2057	16,50	1069,71	26,58	0,059	7,855	6,09	3,57	0	0	0	0	0	16	11	3,97	0,014
2058	15,81	1085,52	26,98	0,056	7,911	6,13	3,51	0	0	0	0	0	16	11	3,80	0,013
2059	14,91	1100,44	27,35	0,051	7,962	6,17	3,44	0	0	0	0	0	16	11	3,58	0,012
2060	14,07	1114,50	27,70	0,048	8,010	6,21	3,39	0	0	0	0	1	16	10	3,69	0,012
2061	13,08	1127,58	28,02	0,044	8,053	6,24	3,33	0	0	0	0	0	16	10	3,43	0,011
2062	12,24	1139,82	28,33	0,040	8,094	6,27	3,29	0	0	0	0	0	16	10	3,21	0,011
2063	11,53	1151,35	28,61	0,038	8,131	6,30	3,25	0	0	0	0	0	16	10	3,02	0,010
2064	10,79	1162,14	28,88	0,035	8,166	6,33	3,22	0	0	0	0	0	16	10	2,83	0,009
2065	9,99	1172,13	29,13	0,032	8,198	6,36	3,20	0	0	0	0	1	16	9	2,88	0,009
2066	9,02	1181,15	29,35	0,029	8,227	6,38	3,18	0	0	0	0	0	16	9	2,60	0,008
2067	8,61	1189,76	29,57	0,028	8,255	6,40	3,21	0	0	0	0	0	16	9	2,48	0,008
2068	7,99	1197,75	29,77	0,026	8,280	6,42	3,21	0	0	0	0	0	16	9	2,30	0,007
2069	6,61	1204,36	29,93	0,021	8,301	6,44	3,18	0	0	0	0	0	16	9	1,91	0,006
2070	6,07	1210,43	30,08	0,019	8,321	6,45	3,20	0	0	0	0	0	16	9	1,75	0,006
2071	5,00	1215,43	30,20	0,018	8,339	6,46	3,65	0	0	0	0	2	16	7	1,80	0,007

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

Экономическая оценка вариантов разработки месторождения проводилась в соответствии с требованиями нормативного документа «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Финансово-экономические расчеты проведены в соответствии с «Основными правилами экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов» и учитывают особенности международных стандартов экономической оценки эффективности инвестиционных проектов.

Целью настоящего раздела является оценка экономической эффективности разработки месторождения с учетом особенностей реализации нефтегазовых проектов в Республике Казахстан. Результаты проведенной экономической оценки позволяют предварительно определить доходы государства и недропользователя.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами предприятия. В настоящем разделе были использованы следующие основные принципы и подходы оценки экономической эффективности проекта, применяемые в общепринятой мировой практике:

- моделирование потоков объемов продукции, ресурсов и денежных средств;
- определение эффекта путем сопоставления предстоящих доходов и расходов;
- расчет значений показателей экономической и бюджетной эффективности по проекту;
- приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности к начальному периоду;
- учет влияния инфляции на ценность денежных средств.

Рентабельный срок по вариантам представляет собой период безубыточной добычи нефти, после завершения, которого потоки денежной наличности принимают отрицательные значения.

Интервал планирования в расчетах установлен, как промежуток времени, соответствующий одному календарному году.

Моделирование финансово-экономических показателей на период разработки месторождения включает доходы от реализации углеводородов, эксплуатационные расходы и капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта.

Критерий экономической эффективности, которые были рассчитаны в ходе технико-экономического анализа, легли в основу сравнения результатов по вариантам

разработки и выбора рекомендуемого к внедрению варианта. Основными критериями доходности по настоящему проекту являются потоки денежной наличности, чистая приведенная стоимость, внутренняя норма доходности и срок окупаемости проекта.

Результаты расчетов описаны и представлены в прогнозных ценах, т.е. с учетом инфляции. **Инфляция** цен, стоимостных показателей инвестиций и затрат принята по средним темпам инфляции в 2% в год.

Дисконтирование проводилось исходя из теории временной стоимости денег для получения суммы потоков платежей, приведенных к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных потоков приняты ставки дисконтирования 10%, 11,5% и 12,23%.

Источниками финансирования капитальных вложений по вариантам разработки месторождения будут собственные средства недропользователя. Предполагается, что для обеспечения необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения, заемные средства привлекаться не будут.

Экономическая оценка проведена по четырем вариантам разработки, отличающимся между собой различными технико-технологическими характеристиками, в частности:

- **первый вариант** – базовый вариант предполагает разработку месторождения без бурения;
- **второй вариант** – предполагает бурение 1 скважины;
- **третий вариант** – предполагает бурение 2 скважин.
- **четвертый вариант** – предполагает бурение 3 скважин.

Проведенные технико-экономические расчеты показали эффективность третьего варианта по экономическим характеристикам. Отмечаем, что результаты оценки экономической эффективности по рекомендуемому варианту представлены в текстовой части отчета, а результаты расчетов по альтернативным вариантам приведены в табличных приложениях.

Доходы по проекту

Источниками доходов настоящего проекта будут поступления от реализации продукции месторождения. Доходы от реализации продукции были определены исходя из объемов продукции и соответствующих цен реализации.

Прогнозные цены на газ на 2026г составляет 45 тг/м³, цена изменяется с учетом инфляции, с 2029г цена увеличивается до 65 тг/м³, и далее увеличивается с учетом инфляции. Цены на конденсат с 2027 года изменяются с учетом инфляции 2% (таблица 4.2.1). Товарная продукция по будет реализовываться 100% на внутренний рынок.

Таблица 4.2.1 – Маркетинговые показатели

Наименование показателей	Ед.изм.	2026г
Цены на газ	тг/м3	45
Цены на конденсат	тг/тн	90000

Результаты расчета доходов от продажи продукции по рекомендуемому варианту представлены в таблице 4.2.2.

Управления природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Жамбылской области/Акульсерикова А.К.

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Продажа по направлениям													
Конденсата на внутренний рынок	тыс. тонн	6,011	0,337	0,338	0,332	0,325	0,314	0,285	0,265	0,244	0,228	0,213	0,197
Товарного газа на внутренний рынок	млн.м3	994,893	32,945	32,398	33,874	34,415	34,894	33,637	32,913	31,893	31,206	30,582	29,799
Цена реализации													
Конденсата на внутренний рынок	тг/тонн		90 000	91 800	93 636	95 509	97 419	99 367	101 355	103 382	105 449	107 558	109 709
Товарного газа на внутренний рынок	тг/м3		45,000	45,900	46,818	65,000	66,300	67,626	68,979	70,358	71,765	73,201	74,665
Производственный доход от реализации													
Конденсата на внутренний рынок	млн.тг	718,309	30,351	31,044	31,110	31,000	30,623	28,364	26,852	25,274	24,070	22,927	21,624
Товарного газа на внутренний рынок	млн.тг	86 232,486	1 482,521	1 487,087	1 585,897	2 236,976	2 313,470	2 274,757	2 270,316	2 243,942	2 239,514	2 238,646	2 224,955
Итоговый производственный доход	млн.тг	86 950,795	1 512,872	1 518,132	1 617,008	2 267,976	2 344,093	2 303,121	2 297,167	2 269,216	2 263,584	2 261,574	2 246,579

Продолжение таблицы 4.2.1

Производственный доход	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Продажа по направлениям															
Конденсата на внутренний рынок	тыс. тонн	0,188	0,177	0,170	0,162	0,152	0,145	0,138	0,131	0,124	0,118	0,112	0,105	0,099	0,093
Товарного газа на внутренний рынок	млн.м3	29,517	28,695	28,418	27,873	27	27	26	26	25	25	24	23	22	22
Цена реализации															
Конденсата на внутренний рынок	тг/тонн	111 904	114 142	116 425	118 753	121 128	123 551	126 022	128 542	131 113	133 735	136 410	139 138	141 921	144 759
Товарного газа на внутренний рынок	тг/м3	76,158	77,681	79,235	80,819	82	84	86	87	89	91	93	95	97	99
Производственный доход от реализации															
Конденсата на внутренний рынок	млн.тг	21,092	20,218	19,812	19,191	18	18	17	17	16	16	15	15	14	14
Товарного газа на внутренний рынок	млн.тг	2 247,964	2 229,037	2 251,729	2 252,668	2 235	2 241	2 240	2 244	2 232	2 231	2 215	2 186	2 159	2 135
Итоговый производственный доход	млн.тг	2 269,056	2 249,255	2 271,541	2 271,858	2254	2258	2257	2260	2248	2246	2230	2201	2173	2149

Продолжение таблицы 4.2.1

Производственный доход	Ед.изм	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	2	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
Продажа по направлениям											
Конденсата на внутренний рынок	тыс. тонн	0,089	0,084	0,079	0,073	0,069	0,065	0,061	0,057	0,053	0,049
Товарного газа на внутренний рынок	млн.м3	21	20	19	19	18	17	16	16	15	14
Цена реализации											
Конденсата на внутренний рынок	тг/тонн	147 655	150 608	153 620	156 692	159 826	163 023	166 283	169 609	173 001	176 461
Товарного газа на внутренний рынок	тг/м3	100	102	105	107	109	111	113	115	118	120
Производственный доход от реализации											
Конденсата на внутренний рынок	млн.тг	13	13	12	12	11	11	10	10	9	9
Товарного газа на внутренний рынок	млн.тг	2 114	2 082	2 036	1 986	1 940	1 904	1 858	1 816	1 747	1 681
Итоговый производственный доход	млн.тг	2127	2094	2048	1998	1951	1914	1868	1825	1756	1689

Производственный доход	Ед.изм	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071
1	2	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49
Продажа по направлениям												
Конденсата на внутренний рынок	тыс. тонн	0,045	0,041	0,039	0,036	0,033	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02
Товарного газа на внутренний рынок	млн.м3	13	12	11	11	10	9	9	8	7	6	5
Цена реализации												
Конденсата на внутренний рынок	тг/тонн	179 990	183 590	187 262	191 007	194 827	198 724	202 698	206 752	210 887	215 105	219 407
Товарного газа на внутренний рынок	тг/м3	122	125	127	130	133	135	138	141	144	146	149
Производственный доход от реализации												
Конденсата на внутренний рынок	млн.тг	8	8	7	7	6	6	6	5	5	4	4
Товарного газа на внутренний рынок	млн.тг	1 594	1 521	1 462	1 395	1 318	1 214	1 182	1 118	944	884	743
Итоговый производственный доход	млн.тг	1602	1529	1469	1402	1324	1220	1188	1124	949	888	747

Капитальные вложения

Расчет стоимости капитальных вложений производился по четырем вариантам разработки месторождения, отличающимся в части бурения и обустройства новых скважин.

Величина капитальных вложений по вариантам определена с использованием укрупненных показателей направлений капитального строительства в текущих ценах.

Результаты расчетов капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства в период реализации проекта по рекомендуемому варианту приведены в таблице 4.2.3.

Управления природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Жамбылской области/Акульсерикова А.К.

Таблица 4.2.3 - Капитальные вложения по рекомендуемому варианту 3

Наименование работ объектов и затрат	Стоимость единицы, млн.тг	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1		3	4	5	6	7	8	9
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)								
Ввод из бурения добывающих газовых	1 683,942	5 052	-	-	1 684	1 684	1 684	-
Гидроразрыв пласта (ГРП)	90,000	270,0	-	-	90	90	90	-
Вывод из консервации добывающих	20	20,0	-	-	20	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)		5 341,8	-	-	1 794	1 774	1 774	-
Итого с инфляцией		5 669,1	-	-	1 866	1 883	1 920	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО								
Обустройство промысла								
Обустройство устья добывающей скважины	142,010	426	-	-	142	142	142	-
ВСЕГО надземное строительство:		426	-	-	142	142	142	-
Итого с инфляцией		452	-	-	148	151	154	-
ВСЕГО		5 768	-	-	1 936	1 916	1 916	-
Всего с учетом инфляции		6 121	-	-	2 014	2 033	2 074	-

Эксплуатационные затраты

Моделирование эксплуатационных затрат за проектный период проводилось в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспортировки продукции.

Расчет эксплуатационных расходов проводился по годам реализации проекта за весь проектный срок. Общая стоимость эксплуатационных затрат была объединена в три основные группы по месту их возникновения:

- производственные затраты;
- общие и административные расходы;
- расходы по реализации готовой продукции.

В составе производственных затрат были учтены:

- затраты на электроэнергию, материалы, топливо;
- услуги сторонних организаций;
- затраты на оплату труда ППП;
- затраты на страхование;
- затраты на обучение персонала;
- амортизационные отчисления;
- расходы на НИОКР;
- налоги, сборы и платежи в бюджет.

Также в структуре эксплуатационных затрат были учтены расходы по реализации готовой продукции, которые включают в себя издержки по погрузке, транспортировке и хранению.

Амортизационные расходы определялись как для целей налогообложения, так и для внесения в структуру эксплуатационных затрат. Капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений были приняты в соответствии с условиями каждого из рассматриваемых вариантов. Поскольку размер капитальных вложений по вариантам является различным, амортизационные отчисления по вариантам также имеют отличия. Амортизация основных фондов была рассчитана от балансовой стоимости материальных активов - физических активов с полезным сроком эксплуатации более одного года, используемых для получения дохода.

Сумма амортизационных отчислений, подлежащих вычету при налогообложении, определена по группам и подгруппам основных средств в пределах норм амортизации, установленных Налоговым Кодексом РК на дату составления отчета.

Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость, определены по производственному методу, в зависимости от объемов извлекаемых запасов углеводородов, в соответствии с требованиями стандарта бухгалтерского учета Республики Казахстан.

Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому варианту представлен в таблице 4.2.4.

Управления природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Жамбылской области/Акульсерикова А.К.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ												
Таблица 4.2.4 - Производственные затраты по рекомендуемому варианту 3												
Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ												
Затраты на электроэнергию	млн.тг	146,5	3,4	3,4	3,6	3,7	3,9	3,8	3,8	3,7	3,7	3,7
Прочее сырье, материалы и полуфабрикаты	млн.тг	348,3	8,0	8,0	8,6	8,9	9,2	9,0	9,0	8,9	8,9	8,9
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	млн.тг	208,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4
Топливо, ГСМ	млн.тг	25,9	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Питание и проживание на вахте	млн.тг	604,8	8,3	8,5	8,6	8,8	9,0	9,2	9,3	9,5	9,7	9,9
Услуги связи	млн.тг	16,7	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Расходы по аренде основных средств и НМА	млн.тг	1 877,4	25,3	25,8	26,3	26,8	27,3	27,9	28,4	29,0	29,6	30,2
Расходы на охрану (вневедомственная и пожарная)	млн.тг	446,2	6,0	6,1	6,2	6,4	6,5	6,6	6,8	6,9	7,0	7,2
Расходы по охране окружающей среды	млн.тг	5,8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Затраты на страхование	млн.тг	195,8	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1
НИР	млн.тг	65,3	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Работы и услуги производственного характера	млн.тг	819,5	11,0	11,2	11,5	11,7	11,9	12,2	12,4	12,7	12,9	13,2
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание ОС и НМА	млн.тг	1 946,1	26,2	26,7	27,2	27,8	28,3	28,9	29,5	30,1	30,7	31,3
Командировочные расходы	млн.тг	11,6	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Расходы по созданию резервов	млн.тг	256,3	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,9	4,0	4,0	4,1	4,2
Затраты на оплату труда ОПП	млн.тг	6 242,1	85,6	87,3	89,1	90,9	92,7	94,5	96,4	98,4	100,3	102,3
Выбытие скважин	млн.тг	103,0	0,0	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого прямые производственные затраты	млн.тг	13 319,99	184,7	193,6	192,52	196,58	200,70	204,21	207,99	211,72	215,66	219,70
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	млн.тг	1 393	12,8	13,2	13,63	14,09	14,57	15,06	15,57	16,10	16,65	17,22
Налог на имущество	млн.тг	1 213	77,6	66,0	68,92	84,38	97,91	109,66	106,44	90,47	76,90	65,36
ОСМС	млн.тг	169	2,3	2,4	2,41	2,45	2,50	2,55	2,60	2,66	2,71	2,76
НДПИ на добычу конденсата	млн.тг	2 174	37,8	38,0	40,43	56,70	58,60	57,58	57,43	56,73	56,59	56,54
НДПИ на добычу природного газа	млн.тг	431	7,4	7,4	7,93	11,18	11,57	11,37	11,35	11,22	11,20	11,19
Расходы на НИОКР	млн.тг	199	15,6	1,8	1,86	20,56	20,76	21,18	2,01	2,05	2,09	2,13
Итого производственных затрат	млн.тг	18 899	338,2	322,4	327,68	385,95	406,61	421,62	403,40	390,95	381,80	374,91
Административные расходы	млн.тг	8 338	113,7	115,9	118,26	120,62	123,04	125,50	128,01	130,57	133,18	135,84
Другие административные расходы	млн.тг	8 338	113,7	115,9	118,26	120,62	123,04	125,50	128,01	130,57	133,18	135,84
Контрактные обязательства	млн.тг	727	47,9	14,3	14,40	53,40	54,56	55,05	14,96	14,13	13,99	13,87
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	млн.тг	310	10,3	10,1	10,55	10,72	10,87	10,48	10,25	9,93	9,72	9,52
Затраты на обучение персонала, от затрат на добычу	млн.тг	198	15,2	1,8	1,86	20,56	20,76	21,18	2,01	2,05	2,09	2,13
Выделение средств на социальные проекты	млн.тг	219	22,4	2,4	2,00	22,12	22,93	23,39	2,70	2,15	2,18	2,22
Итого не производственные затраты	млн.тг	9 065	161,5	130,2	132,66	174,03	177,60	180,54	142,97	144,70	147,16	149,71
Итого затраты	млн.тг	27 964	499,7	452,6	460,34	559,98	584,21	602,16	546,37	535,65	528,96	524,63
Доходы (убытки)												
Производственный доход	млн.тг	86 951	1 512,9	1 518,1	1 617,01	2 267,98	2 344,09	2 303,12	2 297,17	2 269,22	2 263,58	2 261,57
Расходы на реализованную продукцию	млн.тг	27 964	499,7	452,6	460,34	559,98	584,21	602,16	546,37	535,65	528,96	524,63
Операционный доход	млн.тг	58 987	1 013,1	1 065,5	1 156,66	1 707,99	1 759,88	1 700,96	1 750,80	1 733,57	1 734,62	1 736,95
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	млн.тг	11 715	313,8	314,7	434,60	556,47	678,24	615,90	571,63	527,49	492,51	459,94
Балансовая прибыль	млн.тг	47 272	699,3	750,8	722,06	1 151,53	1 081,64	1 085,05	1 179,17	1 206,08	1 242,11	1 277,01
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	млн.тг	13 778	839,1	713,2	908,38	1 077,10	1 226,62	1 353,71	1 150,65	978,06	831,35	706,65
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	млн.тг	45 209	174,0	352,3	248,29	630,89	533,26	347,25	600,14	755,51	903,27	1 030,30
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	млн.тг	45 209	174,0	352,3	248,29	630,89	533,26	347,25	600,14	755,51	903,27	1 030,30
Корпоративный подоходный налог	млн.тг	9 042	34,8	70,5	49,66	126,18	106,65	69,45	120,03	151,10	180,65	206,06
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	млн.тг	36 168	139,2	281,8	198,63	504,71	426,61	277,80	480,11	604,41	722,62	824,24
Налог на сверхприбыль	млн.тг	10 753	0,0	0,0	0,00	6,39	0,00	0,00	2,59	29,32	70,39	148,43
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	млн.тг	25 414	139,2	281,8	198,63	498,32	426,61	277,80	477,53	575,09	652,22	675,81

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ																
Продолжение таблицы 4.2.4																
Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ																
Затраты на электроэнергию	млн.тг	3,7	3,7	3,7	3,8	3,8	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,6	3,6	3,6
Прочее сырье, материалы и полуфабрикаты	млн.тг	8,8	8,9	8,8	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,8	8,8	8,8	8,7	8,6	8,5
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	млн.тг	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	3,9	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5
Топливо, ГСМ	млн.тг	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6
Питание и проживание на вахте	млн.тг	10,1	10,3	10,5	10,7	10,9	11,2	11,4	11,6	11,9	12,1	12,3	12,6	12,8	13,1	13,3
Услуги связи	млн.тг	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
Расходы по аренде основных средств и НМА	млн.тг	30,8	31,4	32,0	32,7	33,3	34,0	34,7	35,4	36,1	36,8	37,5	38,3	39,0	39,8	40,6
Расходы на охрану (вневедомственная и пожарная)	млн.тг	7,3	7,5	7,6	7,8	7,9	8,1	8,2	8,4	8,6	8,7	8,9	9,1	9,3	9,5	9,7
Расходы по охране окружающей среды	млн.тг	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Затраты на страхование	млн.тг	3,2	3,3	3,3	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,2
НИР	млн.тг	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4
Работы и услуги производственного характера	млн.тг	13,4	13,7	14,0	14,3	14,5	14,8	15,1	15,4	15,7	16,1	16,4	16,7	17,0	17,4	17,7
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание ОС и НМА	млн.тг	31,9	32,6	33,2	33,9	34,5	35,2	35,9	36,7	37,4	38,1	38,9	39,7	40,5	41,3	42,1
Командировочные расходы	млн.тг	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
Расходы по созданию резервов	млн.тг	4,3	4,4	4,5	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,7
Затраты на оплату труда ОПП	млн.тг	104,4	106,5	108,6	110,8	113,0	115,2	117,6	119,9	122,3	124,7	127,2	129,8	132,4	135,0	137,7
Выбытие скважин	млн.тг	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0	0,0	0,0	0,0	7,6	7,8	0,0	0,0	0,0	0,0	8,6
Итого прямые производственные затраты	млн.тг	223,75	228,09	232,27	236,78	248,29	245,71	250,38	255,12	267,59	272,61	269,86	274,89	279,96	285,13	299,01
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	млн.тг	17,82	18,43	19,07	19,72	20,41	21,12	21,85	22,62	23,41	24,23	25,08	25,96	26,88	27,83	28,82
Налог на имущество	млн.тг	55,56	47,23	40,14	34,12	29,00	24,65	20,95	17,81	15,14	12,87	10,94	9,30	7,90	6,72	5,71
ОСМС	млн.тг	2,82	2,87	2,93	2,99	3,05	3,11	3,17	3,24	3,30	3,37	3,44	3,50	3,57	3,65	3,72
НДПИ на добычу конденсата	млн.тг	56,16	56,73	56,23	56,79	56,80	56,34	56,46	56,44	56,51	56,21	56,16	55,76	55,02	54,32	53,72
НДПИ на добычу природного газа	млн.тг	11,12	11,24	11,15	11,26	11,26	11,18	11,20	11,20	11,22	11,16	11,15	11,07	10,93	10,79	10,68
Расходы на НИОКР	млн.тг	2,17	2,21	2,25	2,29	2,33	2,38	2,42	2,47	2,51	2,56	2,61	2,66	2,71	2,76	2,81
Итого производственных затрат	млн.тг	369,39	366,79	364,03	363,96	371,15	364,48	366,45	368,89	379,68	383,01	379,23	383,15	386,98	391,19	404,46
Административные расходы	млн.тг	138,56	141,33	144,16	147,04	149,98	152,98	156,04	159,16	162,35	165,59	168,90	172,28	175,73	179,24	182,83
Другие административные расходы	млн.тг	138,56	141,33	144,16	147,04	149,98	152,98	156,04	159,16	162,35	165,59	168,90	172,28	175,73	179,24	182,83
Контрактные обязательства	млн.тг	13,71	13,70	13,53	13,53	13,45	13,38	13,25	13,18	13,13	13,11	13,05	12,87	12,73	12,60	12,50
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	млн.тг	9,28	9,19	8,94	8,85	8,68	8,44	8,30	8,13	7,99	7,79	7,63	7,43	7,19	6,96	6,75
Затраты на обучение персонала, от затрат на добычу	млн.тг	2,17	2,21	2,25	2,29	2,33	2,38	2,42	2,47	2,51	2,56	2,61	2,66	2,71	2,76	2,81
Выделение средств на социальные проекты	млн.тг	2,26	2,30	2,35	2,39	2,44	2,55	2,53	2,58	2,63	2,75	2,80	2,78	2,83	2,88	2,94
Итого не производственные затраты	млн.тг	152,27	155,03	157,69	160,57	163,43	166,36	169,29	172,34	175,47	178,70	181,95	185,15	188,46	191,84	195,32
Итого затраты	млн.тг	521,66	521,83	521,73	524,53	534,58	530,84	535,74	541,23	555,16	561,70	561,19	568,30	575,44	583,03	599,79
Доходы (убытки)																
Производственный доход	млн.тг	2 246,58	2 269,06	2 249,25	2 271,54	2 271,86	2 253,51	2 258,45	2 257,44	2 260,39	2 248,41	2 246,36	2 230,21	2 200,98	2 172,64	2 148,87
Расходы на реализованную продукцию	млн.тг	521,66	521,83	521,73	524,53	534,58	530,84	535,74	541,23	555,16	561,70	561,19	568,30	575,44	583,03	599,79
Операционный доход	млн.тг	1 724,92	1 747,23	1 727,53	1 747,01	1 737,28	1 722,67	1 722,70	1 716,21	1 705,23	1 686,70	1 685,18	1 661,91	1 625,54	1 589,61	1 549,08
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	млн.тг	425,29	406,69	382,18	367,17	348,68	328,33	312,90	297,41	283,28	268,13	255,16	241,24	226,58	213,26	201,43
Балансовая прибыль	млн.тг	1 299,63	1 340,54	1 345,35	1 379,84	1 388,59	1 394,34	1 409,80	1 418,80	1 421,95	1 418,58	1 430,02	1 420,67	1 398,96	1 376,35	1 347,65
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	млн.тг	600,65	510,55	433,97	368,87	313,54	266,51	226,53	192,55	163,67	139,12	118,25	100,51	85,44	72,62	61,73
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	млн.тг	1 124,27	1 236,68	1 293,56	1 378,14	1 423,73	1 456,16	1 496,17	1 523,66	1 541,56	1 547,58	1 566,92	1 561,39	1 540,10	1 516,99	1 487,35
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	млн.тг	1 124,27	1 236,68	1 293,56	1 378,14	1 423,73	1 456,16	1 496,17	1 523,66	1 541,56	1 547,58	1 566,92	1 561,39	1 540,10	1 516,99	1 487,35
Корпоративный подоходный налог	млн.тг	224,85	247,34	258,71	275,63	284,75	291,23	299,23	304,73	308,31	309,52	313,38	312,28	308,02	303,40	297,47
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	млн.тг	899,41	989,34	1 034,85	1 102,51	1 138,99	1 164,93	1 196,94	1 218,93	1 233,25	1 238,07	1 253,54	1 249,11	1 232,08	1 213,59	1 189,88
Налог на сверхприбыль	млн.тг	209,53	273,95	313,24	360,55	388,57	412,49	436,07	453,22	463,62	469,90	482,26	482,32	475,49	467,35	454,20
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	млн.тг	689,88	715,40	721,60	741,96	750,42	752,44	760,86	765,70	769,63	768,16	771,28	766,79	756,59	746,24	735,68

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	2	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ											
Затраты на электроэнергию	млн.тг	3,5	3,5	3,4	3,3	3,2	3,2	3,1	3,0	2,9	2,8
Прочее сырье, материалы и полуфабрикаты	млн.тг	8,4	8,2	8,1	7,9	7,7	7,5	7,4	7,2	6,9	6,7
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	млн.тг	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5
Топливо, ГСМ	млн.тг	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
Питание и проживание на вахте	млн.тг	13,6	13,9	14,2	14,4	14,7	15,0	15,3	15,6	15,9	16,3
Услуги связи	млн.тг	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Расходы по аренде основных средств и НМА	млн.тг	41,4	42,3	43,1	44,0	44,9	45,8	46,7	47,6	48,6	49,5
Расходы на охрану (вневедомственная и пожарная)	млн.тг	9,8	10,0	10,2	10,5	10,7	10,9	11,1	11,3	11,5	11,8
Расходы по охране окружающей среды	млн.тг	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Затраты на страхование	млн.тг	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2
НИР	млн.тг	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7
Работы и услуги производственного характера	млн.тг	18,1	18,4	18,8	19,2	19,6	20,0	20,4	20,8	21,2	21,6
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание ОС и НМА	млн.тг	43,0	43,8	44,7	45,6	46,5	47,4	48,4	49,3	50,3	51,3
Командировочные расходы	млн.тг	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Расходы по созданию резервов	млн.тг	5,8	5,9	6,0	6,1	6,2	6,4	6,5	6,6	6,8	6,9
Затраты на оплату труда ОПП	млн.тг	140,5	143,3	146,2	149,9	152,1	155,1	158,2	161,4	164,6	167,9
Выбытие скважин	млн.тг	0,0	0,0	9,1	0,0	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	10,5
Итого прямые производственные затраты	млн.тг	295,86	301,33	315,93	312,42	327,63	324,07	330,05	336,17	342,27	358,96
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	млн.тг	29,84	30,90	32,01	33,15	34,34	35,57	36,85	38	40	41
Налог на имущество	млн.тг	4,85	4,13	3,51	2,98	2,53	2,15	1,83	2	1	1
ОСМС	млн.тг	3,79	3,87	3,95	4,03	4,11	4,19	4,27	4	4	5
НДПИ на добычу конденсата	млн.тг	53,17	52,35	51,21	49,94	48,76	47,86	46,70	46	44	42
НДПИ на добычу природного газа	млн.тг	10,57	10,41	10,18	9,93	9,70	9,52	9,29	9	9	8
Расходы на НИОКР	млн.тг	2,86	2,92	2,97	3,02	3,08	3,13	3,19	3	3	3
Итого производственных затрат	млн.тг	400,95	405,90	419,75	415,47	430,14	426,50	432,18	438	444	460
Административные расходы	млн.тг	186,48	190,21	194,02	197,90	201,86	205,89	210,01	214	218	223
Другие административные расходы	млн.тг	186,48	190,21	194,02	197,90	201,86	205,89	210,01	214	218	223
Контрактные обязательства	млн.тг	12,49	12,29	12,14	12,07	11,85	11,85	11,64	12	11	11
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	млн.тг	6,55	6,32	6,07	5,80	5,55	5,34	5,11	4,90	4,62	4,36
Затраты на обучение персонала, от затрат на добычу	млн.тг	2,86	2,92	2,97	3,02	3,08	3,13	3,19	3	3	3
Выделение средств на социальные проекты	млн.тг	3,08	3,05	3,10	3,25	3,22	3,37	3,34	3	3	4
Итого не производственные затраты	млн.тг	198,97	202,50	206,15	209,97	213,70	217,74	221,65	226	230	234
Итого затраты	млн.тг	599,92	608,40	625,91	625,45	643,85	644,24	653,84	664	673	694
Доходы (убытки)											
Производственный доход	млн.тг	2 126,94	2 094,12	2 048,38	1 997,62	1 950,54	1 914,39	1 868,04	1 825	1 756	1 689
Расходы на реализованную продукцию	млн.тг	599,92	608,40	625,91	625,45	643,85	644,24	653,84	664	673	694
Операционный доход	млн.тг	1 527,02	1 485,72	1 422,47	1 372,17	1 306,69	1 270,15	1 214,20	1 161	1 082	996
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	млн.тг	191,00	180,60	169,69	158,36	148,19	139,64	131,01	123	114	106
Балансовая прибыль	млн.тг	1 336,02	1 305,12	1 252,79	1 213,81	1 158,50	1 130,51	1 083,19	1 038	968	890
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	млн.тг	52,47	44,60	37,91	32,22	27,39	23,28	19,79	17	14	12
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	млн.тг	1 474,55	1 441,12	1 384,57	1 339,95	1 279,30	1 246,87	1 194,41	1 144	1 068	983
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	млн.тг	1 474,55	1 441,12	1 384,57	1 339,95	1 279,30	1 246,87	1 194,41	1 144	1 068	983
Корпоративный подоходный налог	млн.тг	294,91	288,22	276,91	267,99	255,86	249,37	238,88	229	214	197
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	млн.тг	1 179,64	1 152,90	1 107,65	1 071,96	1 023,44	997,49	955,53	916	854	787
Налог на сверхприбыль	млн.тг	451,03	437,50	412,49	395,92	368,68	356,48	334,13	313	280	243
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	млн.тг	728,61	715,40	695,16	676,04	654,76	641,02	621,40	603	574	544

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071
1	2	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ												
Затраты на электроэнергию	млн.тг	2,7	2,5	2,4	2,3	2,2	2,0	2,0	1,9	1,6	1,5	1,2
Прочее сырье, материалы и полуфабрикаты	млн.тг	6,3	6,0	5,8	5,5	5,2	4,8	4,7	4,4	3,7	3,5	2,9
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	млн.тг	5,6	5,7	5,8	6,0	6,1	6,2	6,3	6,4	6,6	6,7	6,8
Топливо, ГСМ	млн.тг	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Питание и проживание на вахте	млн.тг	16,6	16,9	17,3	17,6	18,0	18,3	18,7	19,1	15,6	15,9	16,2
Услуги связи	млн.тг	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Расходы по аренде основных средств и НМА	млн.тг	50,5	51,5	52,6	53,6	54,7	55,8	56,9	58,0	59,2	60,4	61,6
Расходы на охрану (вневедомственная и пожарная)	млн.тг	12,0	12,2	12,5	12,7	13,0	13,3	13,5	13,8	14,1	14,3	14,6
Расходы по охране окружающей среды	млн.тг	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Затраты на страхование	млн.тг	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6,1	6,2	6,3	6,4
НИР	млн.тг	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1
Работы и услуги производственного характера	млн.тг	22,0	22,5	22,9	23,4	23,9	24,3	24,8	25,3	25,8	26,4	26,9
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание ОС и НМА	млн.тг	52,4	53,4	54,5	55,6	56,7	57,8	59,0	60,1	61,3	62,6	63,8
Командировочные расходы	млн.тг	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Расходы по созданию резервов	млн.тг	7,0	7,2	7,3	7,5	7,6	7,8	7,9	8,1	6,6	6,7	6,9
Затраты на оплату труда ОПП	млн.тг	171,3	174,7	178,2	181,7	185,4	189,1	192,9	196,7	160,5	163,7	167,0
Выбытие скважин	млн.тг	0,0	0,0	0,0	0,0	11,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,0
Итого прямые производственные затраты	млн.тг	354,76	361,23	367,91	374,69	393,10	388,41	395,84	403,24	364,38	371,20	403,67
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	млн.тг	42	44	46	47	49	51	57	60	49	51	53
Налог на имущество	млн.тг	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
ОСМС	млн.тг	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	5
НДПИ на добычу конденсата	млн.тг	40	38	37	35	33	30	30	28	24	22	19
НДПИ на добычу природного газа	млн.тг	8	8	7	7	7	6	6	6	5	4	4
Расходы на НИОКР	млн.тг	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Итого производственных затрат	млн.тг	454	460	467	473	491	485	498	506	451	457	488
Административные расходы	млн.тг	227	232	237	241	246	251	256	261	266	272	166
Другие административные расходы	млн.тг	227	232	237	241	246	251	256	261	266	272	166
Контрактные обязательства	млн.тг	11	11	11	11	11	11	10	10	10	9	9
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	млн.тг	4,05	3,79	3,57	3,34	3,10	2,80	2,67	2,48	2,05	1,88	1,55
Затраты на обучение персонала, от затрат на добычу	млн.тг	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Выделение средств на социальные проекты	млн.тг	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Итого не производственные затраты	млн.тг	239	243	247	252	257	262	266	272	277	281	175
Итого затраты	млн.тг	693	703	714	725	748	747	765	778	727	738	663
Доходы (убытки)												
Производственный доход	млн.тг	1 602	1 529	1 469	1 402	1 324	1 220	1 188	1 124	949	888	747
Расходы на реализованную продукцию	млн.тг	693	703	714	725	748	747	765	778	727	738	663
Операционный доход	млн.тг	909	826	755	677	577	473	423	346	221	150	84
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	млн.тг	97	89	83	77	71	64	61	57	47	43	40
Балансовая прибыль	млн.тг	812	737	672	599	505	409	361	289	175	107	43
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	млн.тг	10	9	7	6	5	5	4	3	3	2	2
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	млн.тг	899	817	747	670	571	469	419	343	218	148	82
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	млн.тг	899	817	747	670	571	469	419	343	218	148	82
Корпоративный подоходный налог	млн.тг	180	163	149	134	114	94	84	69	44	30	16
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	млн.тг	719	654	598	536	457	375	335	274	175	118	65
Налог на сверхприбыль	млн.тг	209	175	145	112	61	32	20	8	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	млн.тг	510	479	453	425	396	343	315	266	175	118	65

Экономическая эффективность проекта

Расчет экономической эффективности проекта проводился на основе технико-технологических показателей добычи нефти по четырем представленным вариантам. В результате проведенных расчетов были определены выручка от реализации продукции, эксплуатационные затраты на добычу газа, инвестиций в капитальное строительство, чистая прибыль недропользователя, а также налоги и отчисления в бюджет.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами по проекту.

При оценке экономической эффективности вариантов разработки в работе использовались основные и оценочные показатели. К основным показателям эффективности относятся:

- денежные потоки;
- дисконтированные денежные потоки (NPV);
- индекс доходности (PI);
- срок окупаемости проекта;
- рентабельный период.

К оценочным показателям относятся:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;
- доход государства - налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Республики Казахстан.

Чистый денежный поток представляет собой разность между суммами поступлений и выплат денежных средств компании за определенный период времени. Чистый денежный поток или поток наличных денег используется для расчёта показателей экономической эффективности инвестиций, а также для анализа движения денежных средств.

В целях определения ценности проекта был рассчитан дисконтированный поток денежных средств, который является основным критерием оценки эффективности проекта. На основе денежного потока были рассчитаны внутренняя норма дохода и срок окупаемости проекта.

Дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта, отражающий ценность прошлых и будущих доходов с современных позиций.

Срок окупаемости инвестиций наступает при переходе дисконтированного потока денежной наличности в положительную величину. Чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый проект.

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для решения вопроса об эффективности предложенного проекта. Решение о принятии его к реализации принимается с учетом результатов анализа всех полученных интегральных показателей и подходов к разработке месторождения.

Показатели оценки доходов и расходов, а также результаты экономической эффективности по рекомендуемому варианту представлены в таб. 4.2.5.

Управления природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Жамбылской области/Акульсерикова А.К.

Таблица 4.2.5 – Движение денежных средств по рекомендуемому варианту 3

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Выручка от реализации	млн.тг	86 950,80	1 512,87	1 518,13	1 617,01	2 267,98	2 344,09	2 303,12	2 297,17	2 269,22	2 263,58	2 261,57
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн.тг	27 963,71	499,73	452,59	460,34	559,98	584,21	602,16	546,37	535,65	528,96	524,63
Капитальные Вложения	млн.тг	6 121,28	0,00	0,00	2 014,16	2 033,22	2 073,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	млн.тг	9 041,89	34,81	70,46	49,66	126,18	106,65	69,45	120,03	151,10	180,65	206,06
Налог на сверхприбыль	млн.тг	10 753,38	0,00	0,00	0,00	6,39	0,00	0,00	2,59	29,32	70,39	148,43
Итого отток средств	млн.тг	64 148,81	682,94	727,82	2 422,55	2 715,29	2 758,96	990,29	995,48	1 037,53	1 099,85	1 197,89
Поток денежной наличности	млн.тг	22 801,98	829,93	790,31	-805,54	-447,31	-414,87	1 312,83	1 301,68	1 231,69	1 163,73	1 063,68
Чистая приведенная стоимость, 10%	млн.тг	6 156,18	829,93	718,47	-665,74	-336,07	-283,36	815,17	734,77	632,05	542,89	451,10
при ставке дисконта в 11,5%	млн.тг	5 383,54	829,93	708,80	-647,95	-322,69	-268,42	761,79	677,42	574,88	487,14	399,34
при ставке дисконта в 12,23%	млн.тг	5 063,41	829,93	704,19	-639,54	-316,43	-261,50	737,33	651,41	549,21	462,36	376,56
Накопленный поток денежной наличности	млн.тг	22 801,98	829,93	1 620,24	814,70	367,39	-47,48	1 265,35	2 567,03	3 798,72	4 962,45	6 026,13
Накопленная чистая приведенная стоимость, 10%	млн.тг	6 156,18	829,93	1 548,40	882,66	546,59	263,22	1 078,39	1 813,16	2 445,21	2 988,10	3 439,20
при ставке дисконта в 11,5%	млн.тг	5 383,54	829,93	1 538,73	890,78	568,09	299,67	1 061,46	1 738,88	2 313,76	2 800,90	3 200,24
при ставке дисконта в 12,23%	млн.тг	5 063,41	829,93	1 534,12	894,57	578,14	316,64	1 053,97	1 705,38	2 254,59	2 716,95	3 093,51

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Выручка от реализации	млн.тг	2 246,58	2 269,06	2 249,25	2 271,54	2 271,86	2 254	2 258	2 257	2 260	2 248	2 246	2 230
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн.тг	521,66	521,83	521,73	524,53	534,58	531	536	541	555	562	561	568
Капитальные Вложения	млн.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	млн.тг	224,85	247,34	258,71	275,63	284,75	291	299	305	308	310	313	312
Налог на сверхприбыль	млн.тг	209,53	273,95	313,24	360,55	388,57	412	436	453	464	470	482	482
Итого отток средств	млн.тг	1 271,70	1 361,54	1 408,18	1 477,94	1 523,22	1 547	1 584	1 611	1 637	1 648	1 664	1 666
Поток денежной наличности	млн.тг	974,88	907,52	841,07	793,61	748,63	706,26	674,77	646,67	623,36	600,20	582,46	563,74
Чистая приведенная стоимость, 10%	млн.тг	375,86	318,08	267,99	229,88	197,14	169	147	128	112	98	87	76
при ставке дисконта в 11,5%	млн.тг	328,25	274,05	227,79	192,77	163,09	138	118	102	88	76	66	57
при ставке дисконта в 12,23%	млн.тг	307,51	255,07	210,63	177,09	148,85	125	107	91	78	67	58	50
Накопленный поток денежной наличности	млн.тг	7 001,02	7 908,53	8 749,60	9 543,21	10 291,84	10 998	11 673	12 320	12 943	13 543	14 126	14 689
Накопленная чистая приведенная стоимость, 10%	млн.тг	3 815,06	4 133,14	4 401,13	4 631,01	4 828,15	4 997	5 144	5 272	5 384	5 482	5 569	5 645
при ставке дисконта в 11,5%	млн.тг	3 528,49	3 802,54	4 030,33	4 223,09	4 386,18	4 524	4 642	4 744	4 832	4 908	4 974	5 031
при ставке дисконта в 12,23%	млн.тг	3 401,02	3 656,09	3 866,72	4 043,81	4 192,65	4 318	4 424	4 515	4 593	4 660	4 718	4 768

Составляющие	Ед.изм	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059
1	2	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
Выручка от реализации	млн.тг	2 201	2 173	2 149	2 127	2 094	2 048	1 998	1 951	1 914	1 868	1 825	1 756
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн.тг	575	583	600	600	608	626	625	644	644	654	664	673
Капитальные Вложения	млн.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	млн.тг	308	303	297	295	288	277	268	256	249	239	229	214
Налог на сверхприбыль	млн.тг	475	467	454	451	437	412	396	369	356	334	313	280
Итого отток средств	млн.тг	1 657	1 646	1 638	1 629	1 611	1 582	1 549	1 518	1 494	1 462	1 433	1 383
Поток денежной наличности	млн.тг	544,07	526,39	511,09	497,92	483,09	465,95	448,86	432,84	420,37	405,77	392,39	373,13
Чистая приведенная стоимость, 10%	млн.тг	67	59	52	46	41	36	31	27	24	21	19	16
при ставке дисконта в 11,5%	млн.тг	50	43	37	33	29	25	21	18	16	14	12	10
при ставке дисконта в 12,23%	млн.тг	43	37	32	28	24	21	18	15	13	11	10	8
Накопленный поток денежной наличности	млн.тг	15 233	15 760	16 271	16 769	17 252	17 718	18 167	18 600	19 020	19 426	19 818	20 191
Накопленная чистая приведенная стоимость, 10%	млн.тг	5 712	5 771	5 823	5 868	5 909	5 945	5 976	6 003	6 027	6 048	6 067	6 083
при ставке дисконта в 11,5%	млн.тг	5 081	5 124	5 161	5 194	5 223	5 247	5 268	5 287	5 303	5 317	5 329	5 339
при ставке дисконта в 12,23%	млн.тг	4 811	4 848	4 880	4 908	4 932	4 953	4 971	4 986	4 999	5 010	5 020	5 029

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071
1	2	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49
Выручка от реализации	млн.тг	1 689	1 602	1 529	1 469	1 402	1 324	1 220	1 188	1 124	949	888	747
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн.тг	694	693	703	714	725	748	747	765	778	727	738	663
Капитальные Вложения	млн.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	млн.тг	197	180	163	149	134	114	94	84	69	44	30	16
Налог на сверхприбыль	млн.тг	243	209	175	145	112	61	32	20	8	0	0	0
Итого отток средств	млн.тг	1 335	1 270	1 216	1 173	1 123	1 060	993	983	957	845	831	732
Поток денежной наличности	млн.тг	354,57	331,90	312,49	296,29	278,54	264,22	226,43	204,65	166,84	103,29	57,04	14,53
Чистая приведенная стоимость, 10%	млн.тг	14	12	10	9	7	6	5	4	3	2	1	0
при ставке дисконта в 11,5%	млн.тг	9	7	6	5	4	4	3	2	2	1	0	0
при ставке дисконта в 12,23%	млн.тг	7	6	5	4	3	3	2	2	1	1	0	0
Накопленный поток денежной наличности	млн.тг	20 546	20 878	21 190	21 486	21 765	22 029	22 256	22 460	22 627	22 730	22 787	22 802
Накопленная чистая приведенная стоимость, 10%	млн.тг	6 097	6 109	6 119	6 127	6 135	6 141	6 146	6 150	6 153	6 155	6 156	6 156
при ставке дисконта в 11,5%	млн.тг	5 348	5 355	5 361	5 367	5 371	5 375	5 378	5 380	5 382	5 383	5 383	5 384
при ставке дисконта в 12,23%	млн.тг	5 036	5 041	5 046	5 050	5 054	5 057	5 059	5 061	5 062	5 063	5 063	5 063

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Технико-экономическая оценка проведена по четырем вариантам разработки, отличающимся между собой различными технико-технологическими характеристиками и системой разработки месторождения.

При принятых условиях и допущениях представленный проект экономически эффективен по всем рассматриваемым вариантам. Для выбора наилучшего варианта разработки месторождения проведено сравнение результатов основных технико-экономических показателей по альтернативным вариантам, приведенных в сводной таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Интегральные технико-экономические показатели за рентабельный период

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам			
		1	2	3	4
Рентабельный период	период	2026 - 2058	2026 - 2070	2026 - 2071	2026 - 2071
Проектный уровень добычи природного газа	млн.м3/год	33,1	34,1	35,1	35,5
Проектный уровень добычи конденсата	тыс.тон/год	0,3383	0,3382	0,3383	0,3383
Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	ед.	13	15	18	18
добывающих	ед.	13	15	18	18
Ввод новых скважин из бурения	ед.	0	1	3	4
Накопленные показатели					
добыча природного газа	млн. м3	521,87	741,08	1 000,29	973
добыча конденсата	тыс. т	3,62	4,41	6,01	6
Коэффициент извлечения газа	%	18,527	23,974	30,209	29,746
Коэффициент извлечения конденсата	%	4,707	5,940	6,566	6,546
Суммарная выручка от реализации	млн. тг.	39 273,0	61 662,0	86 950,8	83 032,5
Капитальные затраты	млн. тг.	0,0	2 014,2	6 121,3	8 529,2
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг.	16 634,9	25 751,6	27 963,7	28 090,7
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг.	22 202,7	33 354,2	41 741,4	44 273,0
Поток денежной наличности	млн. тг.	11 626,9	15 623,8	22 802,0	20 986,6
Поступления Государству	млн. тг.	4 343,1	8 327,3	14 906,5	12 392,8
Чистые дисконтированные поступления, 10%	млн. тг.	5 781,0	5 933,846	6 156,2	5 399,5
при ставке дисконта в 11,5%	млн. тг.	5 383,3	5 399,0	5 383,5	4 648,8
при ставке дисконта в 12,23%	млн. тг.	5 210,9	5 172,0	5 063,4	4 338,5
Чистые дисконтированные поступления Государства, 10%	млн. тг.	1 528,7	2 288,3	2 645,3	2 472,2
при ставке дисконта в 11,5%	млн. тг.	1 350,3	1 987,7	2 199,2	2 088,3
при ставке дисконта в 12,23%	млн. тг.	1 274,2	1 862,7	2 021,8	1 934,5
Индекс доходности (PI)	ед.	-	8,757	4,725	3,461
при ставке дисконта в 10%	ед.	-	4,565	2,336	1,874
при ставке дисконта в 11,5%	ед.	-	4,333	2,216	1,787
при ставке дисконта в 12,23%	ед.	-	4,234	2,165	1,751

Выводы

Проведенные расчеты показали, что за рентабельный период разработки самыми наилучшими технико-экономическими показателями обладает третий вариант, так как:

- **первый вариант** - базовый вариант предполагает разработку месторождения без бурения скважин. Объемы добычи по первому варианту за рентабельный период минимальные и составили 521,87 млн.м³ газа, что отразилось на уровне КИГ, который составляет 18,52%, NPV при ставке дисконта 10% равен 5 781,0 млн. тенге;
- **второй вариант** предусматривает бурение 1 добывающей скважины.. За рентабельный период проекта ожидается объем добычи газа – 741,08 млн.м³, значение рентабельного КИГ – 23,97%. NPV, при ставке дисконта 10% - 5 933,846 млн.тенге.
- **третий вариант** - предусматривает бурение 3 добывающих скважин. За рентабельный период проекта ожидается объем добычи газа – 1000,3 млн.м³, значение рентабельного КИГ – 30,21%. NPV, при ставке дисконта 10% - 6 156,2 млн.тенге.
- **четвертый вариант** - предусматривает бурение 4 добывающих скважин. За рентабельный период проекта ожидается объем газа – 973 млн.м³, значение рентабельного КИГ – 29,75%. NPV, при ставке дисконта 10% - 5 399,5 млн.тенге.

Проведенные технико-экономические расчеты показали, что по **третьему варианту** экономические показатели оказались лучше, чем по альтернативным вариантам разработки месторождения. По третьему варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости, выплат в бюджет Республики Казахстан.

По результатам проведенного технико-экономического анализа наилучшими технико-экономическими показателями характеризуется **третий вариант**, который рекомендуется к реализации.

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

6.1 Характеристика показателей эксплуатации скважин

На месторождении Айракты на дату проекта в целом пробуренный фонд скважин составил 30 ед., из них на балансе числятся:

- В эксплуатационном фонде – 12 ед., в том числе:
Действующие – 11 ед., в бездействии – 1 ед. (№107);
- В фонде оценочных скважин – 2 ед;
- В фонде ликвидированных скважин – 15 ед;
- В консервации – 1 ед.

Выбор техники и технологии добычи газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств пластовых флюидов и заданных проектных условий разработки месторождения.

Коллекторы месторождения Айракты представлены переслаиванием пластов песчаников, алевролитов и аргиллитов. В основании разреза встречаются прослои углей и углистых аргиллитов. Песчаники серые, бурые, мелко – среднезернистые, кварц-полевошпатовые, на глинистом и слабокарбонатном цементе. Аргиллиты и алевролиты темно-серые, слабоизвестковистые, окремненные, пиритизированные. Природный флюид характеризуется содержанием углекислого газа (CO₂) 0,25% и азота до 11,95%. В условиях добычи газ считается водонасыщенным.

Показатели эксплуатации скважин на проектируемый период приведены в таблице 6.1.1.

Табл. 6.1.1 – Показатели эксплуатации скважин

Показатели	Годы разработки									
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ввод скважин: из бурения	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-
из оценочного фонда	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
из консервации	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Фонд добывающих скважин	10	11	13	14	15	15	15	15	15	15
Дебит газа, тыс.м ³ /сут,	6,87	6,74	6,19	5,97	5,89	5,80	5,75	5,65	5,56	5,48
Дебит конденсата, т/сут	0,081	0,067	0,056	0,051	0,049	0,047	0,045	0,043	0,042	0,040

Учитывая, что проектируемые забойные давления гораздо ниже давления конденсации газа (давление конденсации близко к пластовому давлению), в скважине будут создаваться условия движения двухфазного потока. При выпадении из потока конденсата возможны осложнения при добыче, связанные с накоплением его на забое, что может привести к снижению дебита газа. Для выявления осложнений такого рода и разработки мероприятий по их предупреждению и устранению, в условиях разработки данного

месторождения, необходимо рассмотреть характер и условия выпадения и возможного накопления конденсата на забое.

Для расчёта критической скорости выноса жидкости с забоя можно использовать формулу, выведенную на основе статистической обработки экспериментальных данных с учётом промысловых исследований.

$$V_{кр} = 10 * (45 - 0,0455 * P_{заб})^{1/4} * P_{заб}^{-1/2}$$

где $P_{заб}$ – забойное давление (атм).

Поскольку газ в газовой залежи находится под, то при вскрытии пласта он способен фонтанировать с большой скоростью. Таким образом, добыча газа и конденсата на месторождении будет производиться фонтанным способом, обусловленным запасом пластовой энергии и режимом разработки залежи. Правильность эксплуатации и обеспечение длительного и бесперебойного фонтанирования скважин заключается в том, чтобы обеспечить оптимальный дебит при возможно меньших гидравлических и технологических потерях.

Для создания таких условий фонтанирования необходимо выбрать и обосновать фонтанный подъёмник (компоновку лифта) и согласовать работу пласта и подъёмника, учитывая проектные параметры (Q_g , P_u , $P_{заб}$, A , B), а также подобрать соответствующее наземное и подземное оборудование.

Решение задачи по определению и установлению оптимального режима работы скважин, а также выбор необходимого оборудования для его обеспечения связаны с проведением гидродинамических расчётов движения газожидкостного потока в подъёмных трубах с условием минимальных потерь давления в стволе скважины при заданном дебите.

Кроме того, выбор оборудования и режима работы скважин, для данного месторождения, проводится с учётом выноса с забоя скважины твёрдых и жидких частиц и возможной минимизации скоростного эрозионного потока.

В таблице 6.1.1 приведена предлагаемая компоновка фонтанного лифта с указанием толщины стенок и глубины спуска НКТ.

Таблица 6.1.1 – Компоновка колонны насосно-компрессорных труб

Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Наружный диаметр лифтовой колонны, мм	Толщина стенки НКТ, мм	Глубина спуска НКТ, м
168,3	60,3	5	На 5 -10 м выше интервала перфорации

Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны, её размеры и глубина спуска основаны на том, что она обеспечивает:

- максимальную отдачу скважины;

-
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (пакер);
 - проведение необходимых исследовательских и ремонтных работ;
 - проведение в скважинах геолого-технических мероприятий (промывки, физико-химической обработки пласта и НКТ;
 - достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут проводиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб до интервала перфорации обусловлена тем, что при спуске над интервалом (на разную величину) возможна потеря дебита, поскольку увеличивается на этом участке трение на скольжение и уменьшается скорость потока, особенно в скважинах с невысокими дебитами. При спуске НКТ, перекрывая интервал перфорации, увеличивается возможность повреждения башмака колонны за счёт прямого воздействия мехпримесей, поступающих из пласта с флюидом (за счёт эрозии скоростного потока). Кроме того, не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ на забое.

На месторождении целесообразно применять для фонтанного подъёмника трубы марки «Д» по ГОСТ 633-80 гладкие с высаженными концами, рассчитанные по пределу текучести для равнопрочной одноступенчатой колонны по допустимой глубине спуска (3564 м). При расчёте учитывались дополнительные нагрузки при установке пакера и освоении скважины. Расчёт на прочность и предельная глубина спуска одноступенчатой колонны, составленной из труб одинаковой прочности при максимальных толщинах стенки, проведён с коэффициентом запаса прочности на растяжение 1.373. По стандарту API этой марки, соответствуют трубы C-75, с учётом величины растягивающих нагрузок, при которых напряжение в теле достигает предела текучести.

Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования

Устьевое оборудование

Условиям рекомендуемого варианта Проекта и условиям эксплуатации месторождения отвечает фонтанная арматура крестового типа на рабочее давление 35 МПа, с условным проходом стволочной части ёлки – 80 мм и боковых отводов 65 мм, с ручным и автоматическим способом управления запорными устройствами (АФ6А – 80х65х35 по ГОСТ 13846-84 или соответствующая ей по классификации АНИ). Боковые выкиды арматуры оборудуются штуцеродержателями для установки штуцеров и фонтанными клапанами или дроссельными устройствами. Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

-
- панели управления (для автоматического закрытия задвижек центральной и отводящих линий), с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах;
 - систему нагнетания химреагентов в скважину, на случай применения антикоррозионной защиты внутренней поверхности НКТ и борьбы с гидратообразованием.

В настоящее время для герметизации устьев скважин и направления продукции в систему сбора, скважины оборудованы фонтанными арматурами Российского производства (АФК6-65-35), рассчитанными на рабочее давление 35 МПа. Скважины 1Г и 6Г оборудованы колонными головками ООК2-324х244х146.

Внутрискважинное оборудование

Условия эксплуатации газоконденсатного месторождения (глубина залегания продуктивных объектов, характеристика пород коллектора) определяют выбор подземного оборудования.

Потенциальная опасность, связанная с содержанием CO_2 , требует установки скважинной системы безопасности. К этой системе относится клапан–отсекатель и пакер.

Клапан–отсекатель и пакер должны удовлетворять следующим требованиям: быть съёмными, выполненными на рабочее давление не менее 14 МПа; посадочный ниппель клапана-отсекателя и уплотнительные манжеты пакера должны устанавливаться в эксплуатационной колонне на лифтовых трубах. Диаметр внутреннего проходного канала клапана–отсекателя и пакера должен позволять выполнение работ по интенсификации с помощью гибких труб, геофизических исследований и других технологических операций. Выбор клапана–отсекателя основан на том, что он должен эффективно действовать при возникновении аварийных ситуаций, связанных с повышением давления в выкидных линиях, возникновением пожара, уничтожением фонтанной арматуры и др.

Клапаны–отсекатели могут устанавливаться на глубине до 50 м от устья, для более удобного их обслуживания и управления ими.

Всё оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из материала согласно AISI, в соответствии с условиями работы в агрессивной среде.

В настоящее время все скважины оборудованы лифтовой колонной диаметром 73 мм. Лифтовые колонны в скважинах спущены выше верхних отверстий интервала перфорации.

Для наилучшего использования пластовой энергии и продления режима фонтанирования все добывающие скважины оборудованы пакерами ПРО-ЯМ2-ЯГ1-(М)-118. В результате чего исключаются потери скорости, что способствует выносу жидкости с забоя, предупреждаются межколонные перетоки при негерметичности колонн и муфтовых

соединений выше интервала перфорации и осуществляется защита внутренней части эксплуатационной колонны и наружной НКТ от воздействия агрессивных компонентов.

Целесообразность установки защитного оборудования (клапан–отсекатель, пакер), определяет Недропользователь, в том числе и при получении новых данных по компонентному составу газа.

Учитывая, что при эксплуатации скважин данного месторождения могут возникнуть осложнения, связанные с накоплением жидкости на забое, особенно в скважинах с низкой продуктивностью, необходимо предусмотреть мероприятия по минимизации этих осложнений.

Для удаления жидкости, скапливающейся на забое газовых скважин, имеются различные методы, которые могут быть опробованы с целью определения самого эффективного для условий месторождения Айракты. Методы удаления жидкости с забоев газовых скважин подразделяются на: механические (плунжерный лифт, различные модификации газлифта, автоматизированные продувки, диспергаторы и др.) и физико-химические (пенообразующие реагенты). Жидкость с забоя скважин может удаляться непрерывно и периодически. Выбор метода удаления жидкости обусловлен, геолого-промысловой характеристикой месторождения, конструкцией скважин, количеством и причинами поступления жидкости из пласта в скважину.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

Гидратообразование

В процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений могут возникнуть осложнения, связанные с образованием гидратов, как на устье скважин, так и в выкидных линиях сборной системы. Образование кристаллогидратов происходит при определенной температуре и давлении, при наличии воды и газа, содержащего гидратообразующие компоненты. Основными гидратообразующими компонентами, входящими в состав газа месторождения Айракты, являются: метан, этан, углекислый газ и азот (раздел 2).

С целью определения условий гидратообразования в стволе и на устье скважин нами применены расчетные методы, позволяющие с достаточной степенью точности прогнозировать образование гидратов в зависимости от изменения термодинамических условий в процессе эксплуатации скважин.

При проведении расчетов использованы универсальные эмпирические уравнения В. Г. Пономарева для природных газов с учетом их состава.

Эти уравнения имеют следующий вид:

$$t_p = 18.47 * \lg P_y - B,$$

где: t_p - равновесная температура гидратообразования, °C;

P_y - устьевое давление, МПа;

B - коэффициент, зависящий от приведённой плотности, взят из табличного материала.

Приведённая плотность ρ'_r определяется по формуле

$$\rho'_r = \frac{\sum y'_i * \rho_i}{\sum y'_i},$$

где: y'_i , ρ_i - мольная доля и относительная плотность гидратообразующих компонентов газа, соответственно.

К методам по предупреждению образования гидратов относятся: ввод ингибиторов в поток газа, осушка газа от паров воды, поддержание температуры газа выше температуры гидратообразования, поддержание давления ниже давления образования гидратов. Таким образом, устраняя какое – либо из основных условий существования гидратов: высокое давление, низкую температуру или свободную влагу, можно предупредить гидратообразование.

Существующие методы по ликвидации образовавшихся гидратов можно разделить на три группы:

- - понижение давления ниже давления разложения;
- - подогрев газа до температуры, превышающей температуру разложения;
- - ввод ингибиторов в поток газа.

Исходя из вышеизложенного - подогрев газа, снижение давления и ввод ингибиторов можно использовать как для предупреждения, так и для ликвидации образовавшихся гидратов. Выбор методов определяется местом их накопления, количеством и характером гидратной пробки, составом гидрата, а также имеющимися средствами ликвидации.

В настоящее время для разрушения гидратов, образовавшихся на обратном клапане манифольда УКПГ, используется метод пропарки.

На УКПГ для предупреждения гидратообразования в системе низкотемпературной сепарации перед теплообменником подается диэтиленгликоль, который исключает образование гидратов в турбодетандерном агрегате.

Предотвращение и ликвидация межколонного давления (МКД)

Для недопущения осложнений, связанных с МКД в процессе эксплуатации скважин, необходимо обеспечить безопасные условия их работы.

На месторождении выполняются мероприятия по выявлению МКД, оценки риска, его снижению и ликвидации. Выполнение мониторинга, замеров давления в межколонном пространстве позволяет диагностировать источник МКД. После завершения диагностики производится наблюдение за скважиной на предмет изменения температуры и параметров МКД.

Для исследования причин и параметров МКД применяются диагностические методы: текущий мониторинг, контроль и исследование затрубного пространства, опрессовка уплотнений устьевого оборудования, стравливание МКД, анализ кривых падения и восстановления давления, отбор и анализ флюида, геофизические исследования.

Увеличение продуктивности

Гидроразрыв пласта

Одним из наиболее эффективных методов интенсификации притока из пласта в скважину является метод гидравлического разрыва пласта (ГРП) путем воздействия на горные породы, слагающие пласты, жидкостями, закачиваемыми в пласт под высоким давлением и с высокой скоростью закачки. В результате воздействия на горные породы в структуре пласта образуются трещины субвертикального или субгоризонтального направления.

Оценка состояния призабойной зоны скважин до и после ГРП проведена по результатам интерпретации гидродинамических исследований методом КВД.

Исследования позволяют определить такие параметры пласта как проницаемость, скин-фактор и геометрию зоны дренирования. В таблице 6.2.1 приведены значения скин-факторов и коэффициентов проницаемости до и после ГРП.

Таблица 6.2.1 – Результаты исследований призабойной зоны скважин

№скв	Дата ГРП	Результаты исследований					
		До ГРП			После ГРП		
		Дата исследования	К проницаемости, мкм ²	So (скин-фактор)	Дата исследования	К проницаемости, мкм ²	So (скин-фактор)
101	18.10.2017	-	-	-	01.08.2018	0,03	-2,48
102	01.12.2017	-	-	-	01.08.2018	0,54	-2,13
103	29.12.2017	-	-	-	30.06.2018	2,54	-0,50
104	15.01.2019	11.01.2019	0,0467	7,76	01.08.2019	0,17	-4,11
105	17.01.2019	-	-	-	29.01.2019	0,12	-1,88
106	31.12.2019	-	-	-	29.06.2020	1,25	-0,34
107	31.12.2019	-	-	-	-	-	-
	08.05.2021	-	-	-	-	-	-
103	24.12.2023	31.08.2022	0,501	4,01	-	-	-
108	05.06.2025	-	-	-	23.06.2025	0,09	-3,4
ОЦ-1	13.06.2025	05.06.2025	1,2	11,8	23.06.2025	16,0	-4,0

Оценить изменения состояния призабойной зоны возможно на скважинах №104 и ОЦ-1, на которой исследования проводились до и после ГРП. Из таблицы видно, что в призабойной зоне наблюдается существенное улучшение фильтрационно-емкостных свойств после проведенного ГРП.

Скин-фактор, по результатам гидродинамических исследований, после ГРП имеет отрицательные значения, что свидетельствует о благоприятном состоянии призабойной зоны скважин.

Параметры работы скважин до и после ГРП представлены в таблице 6.1.3.

Таблица 6.1.3 - Показатели эксплуатации добывающих скважин до и после ГРП

№ скв	Дата ГРП	До ГРП		После ГРП		Эффективность		Длительность эффекта, мес
		Дебит газа, тыс. м³/сут	Дебит конденсата т/сут	Дебит газа, тыс. м³/сут	Дебит конденсата т/сут	Δ газа, тыс. м³/сут	Δ конденсата, т/сут	
101	18.10.2017	При освоении после бурения		11,9	0,37	11,9	0,37	3
102	01.12.2017			52,7	2,47	52,7	2,47	2
103	29.12.2017	1,0	0,001	74,0	2,25	73	2,249	2
104	15.01.2019	36,5	1,47	69,5	1,30	33	0,17	15
105	17.01.2019	4,3	0,70	6,3	0,87	2	0,17	6
106	31.12.2019	0,5	0,01	9,8	0,18	9,3	0,17	7
107	31.12.2019 08.05.2021	При освоении после бурения		В эксплуатацию не вводилась				
103	24.12.2023							
108	05.06.2025	При освоении после бурения		19,8	0,004	19,8	0,004	
ОЦ-1	13.06.2025	При испытании		41,4	-	41,4	-	

В результате проведенных 11 ГРП на 10 скважинах положительный эффект был достигнут в 8 из них. Продолжительность эффекта варьировала от 2 до 15 месяцев. Толщина обрабатываемых интервалов, объемы закачаных рабочих агентов и давление разрыва для всех проведенных скважинно-операций представлены в таблице 6.1.4.

Таблица 6.1.4 – Технологические параметры ГРП

№№ скв	Дата ГРП	Глубина установки пакера, м	Интервал перфорации	Мощность обработки ваемого интервалам	Объёмы закачанных реагентов				Давление разрыва, МПа	Общая закреплённая длина трещины, м	Средняя закреплённая высота трещины, м	Средняя закрепл. высота трещины в продукт зоне, м
					Ко-во проппанта, т	Удельный расход проппанта т/м³	Объём геля, м³	Объём продавки, м³				
104	15.01.2019	2040,3	2067,0-2072,0 2073,0-2075,0 2079,0-2100,0 2106,0-2115,0 2134,0-2138,0	41	30	0,216	138,6	6,9	33,0	52,759	53,270	19,597
105	17.01.2019	2101,9	2129,0-2136,0 2140,0-2149,0 2160,0-2162,0 2165,0-2176,0 2190,0-2200,0	39	30	0,277	108,2	7,0	37,0	130,055	102,041	18,782
106	31.12.2019	1959,0	2115,0-2124,0	9	40	0,276	144,8	7,29	34,8	90,835	37,54	8,989
107	31.12.2019	2084,76	2128,0-2132,0 2134,0-2141,0 2151,0-2155,0	15	40	0,271	147,4	6,9	53,5	124,88	29,998	22,246
	08.05.2021	1648,9	1685,0-1688,0 1706,0-1710,0 1713,5-1717,5 1758,0-1766,0	19	15	0,283	52,9	5,6	45,0	н.д.	н.д.	н.д.
103	24.12.2023	2052,0	2089,0-2099,0 2111,0-2115,0	14	80		34	3,5	14,0	152,63	42,045	9,997
108	05.06.2025	1972,5	2091-2099,5; 2103-2109; 2111- 2114; 2119-2122; 2124-2127,5; 2130-2141	35	40		133,2	7,5	83,2	43,5	47,9	3,5
ОЦ-1	13.06.2025	778	823-824; 827-835; 836,5-844; 851-857	22,5	30		104,2	5,02	18,5	20,0	26,3	7,98

Удаление жидкости с забоя с помощью пенообразователя

Одной из причин снижения продуктивности газовых скважин является накопление жидкости в стволе вследствие изменения фазового состояния углеводородной смеси или поступления воды к забою скважины. Столб жидкости в стволе создаёт противодавление на пласт, снижает устьевое давление и соответственно производительность скважины.

Проблема удаления жидкости с забоев скважин может быть решена с использованием одного из нижеследующих способов:

Очистка забоя с помощью колтубинга, путём установки гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) меньшего диаметра внутри существующих НКТ. За счет значительного увеличения скорости восходящего потока газа достигается вынос жидкой фазы с забоя скважины.

Продувка скважин путём увеличения диаметра штуцера по сравнению с режимным, или с подключением компрессирования через затрубное пространство.

Защитные мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией

На месторождении Айракты среднее содержание CO_2 в газе по нижневизейскому горизонту составляет 0,3% мольных.

Количественно для допустимого уровня коррозии предельное парциальное давление углекислого газа составляет 0,01–0,02 МПа и 0,05 МПа – пороговое значение для коррозионного растрескивания.

В условиях добычи при скоростях отбора газа, не обеспечивающих однородность потока, может происходить конденсация воды в призабойной зоне. Большую коррозионную угрозу для скважин представляет не наличие устойчивого двухфазного потока газожидкостной смеси, а парогазовая смесь, степень воздействия которой определяется влагоемкостью (влагосодержанием) газа, содержащего в своем составе кислый газ. Считается, что при отсутствии жидкой влаги и относительной влажности менее 60%, процесс электрохимической коррозии практически не реализуется. При относительной влажности газа выше 60% возможна сорбция влаги поверхностью труб, обуславливающая протекание электрохимической коррозии.

Кроме того, влажность и наличие кислых газов способствуют гидратообразованию, осложняющему эксплуатацию скважин, приводящему к отказам в системе добычи и сбора. Расчетные температуры гидратообразования в термодинамических условиях скважин при прогнозном значении устьевого давления составляют 20–22°C. В целях предотвращения гидратообразования в выкидные линии низкодебитных скважин рекомендован ввод метанола.

Однако, метанол в присутствии воды участвует в коррозионном процессе, что может приводить к увеличению интенсивности коррозионного процесса. Вследствие сосуществования четырех фаз (причем в числе гидратообразователей в газе месторождения входят коррозионно-активные двуокись углерода в газообразном и растворенном видах и минерализованная вода), возникают потенциально активные коррозионные зоны. Насыщение водометанольной смеси кислыми газами облегчает протекание всех видов коррозии. Метанол вместе с добываемой продукцией и водой, выносимой из скважин, проходит по всей технологической цепочке. Применение этого реагента является фактором, повышающим коррозионную угрозу, как для скважин, так и для систем сбора и транспортирования неподготовленного газа и газожидкостной смеси.

Пластовые воды представляют собой рассолы хлоридно-кальциевого типа. Коррозионная активность пластовых вод обусловлена содержанием хлорид-, сульфат- и бикарбонат-ионов, превышающих предел для допустимой коррозии (в частности, по хлорид-ионам – в сотни раз, по содержанию сульфатов и ионов железа – в полтора раза). По компонентному составу и степени воздействия пластовые воды могут вызывать общую и локальную виды коррозии.

Рекомендуемый комплекс противокоррозионных мероприятий

Внутрискважинное оборудование

Материал для внутрискважинного оборудования по структурно-механическим свойствам, коррозионной стойкости должен соответствовать требованиям для работы в условиях кислых сред.

К применению могут быть рекомендованы обсадные и насосно-компрессорные горячекатаные или подвергнутые закалке и отпуску трубы из нелегированных или низколегированных сталей марок Д (С-75-11), J-55, К-55, N-80 последние – при ужесточении требований по механическим свойствам. Трубы из низколегированной стали марки SM-80SU обладают стойкостью к общей коррозии на уровне материала труб общего назначения, производимых по стандартам АНИ. При применении труб с содержанием хрома – 12-14 % и углерода – 0.18-0.22 % перечисленных групп прочности применение дополнительных защитных мероприятий не требуется. Использование труб группы прочности Д (С-75-11) требует применения комплекса защитных мероприятий.

При пакерной конструкции газовых скважин межтрубное пространство должно быть заполнено ингибированной или коррозионно-неактивной жидкостью, в частности, углеводородной, с утяжелителем.

Газопроводы и трубы нефтяного сортамента

Для газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих кислые газы, применяются углеродистые и низколегированные трубы, которые должны отвечать ряду требований.

Трубы должны быть бесшовными. Металл труб должен иметь высокую однородность по механическим свойствам. Должна быть предусмотрена нормализация или закалка/отпуск поставляемых бесшовных труб/фитингов со специфическим ограничением содержания серы уровнем 0.015 %. Исполнение соединительных деталей трубопроводов и запорной арматуры должно быть из тех же сталей, что и трубопроводы, и поставляться в штампованном или штампосварном исполнении. Толщина стенки трубопровода, работающего в условиях контакта с влажным газожидкостным потоком, содержащим кислый компонент, должна быть рассчитана с допуском на общую коррозию. При этом должна предусматриваться термообработка готовых изделий (отпуск) и проверка качества основного металла (ультразвуковой контроль) и сварных заводских соединений.

Трубы должны подвергаться 100%-ному неразрушающему контролю. Для газопроводов применимы трубы, изготовленные из низколегированной, спокойной, полностью раскисленной стали, обработанной кальцием или с добавками редкоземельных металлов. При этом эквивалент углерода не должен превышать 0.38 %. Прочностные показатели металла труб могут быть в пределах норм API 5LX для трубопроводных сталей. Механические свойства металла труб нефтяного сортамента должны соответствовать группам прочности C-75, L-80, C-95 (по АНИ 5AC) с лимитированием верхнего предела текучести ($\sigma_{п} \geq 0.8 \sigma_{0.2}$).

Выкидные линии скважин и основной коллектор могут быть изготовлены из низколегированной углеродистой стали, соответствующей стали 20 российского стандарта ТУ-8731-74. Эти технические условия удовлетворяют требованиям MR-01-75 стандарта NACE по сопротивляемости кислотной коррозии. Применение углеродистых сталей возможно для транспортирования осушенного газа, очищенного от конденсата. Шлейфы скважин, промысловые линии, подводящие продукцию к входным сепараторам, работают в условиях возможного выпадения водной фазы. Скорость коррозии, ожидаемая при преобладающих кислых условиях, зависит от содержания кислого газа и режима течения, содержания воды и степени ее конденсации на стальной поверхности.

Материал для изготовления коммуникаций и оборудования подготовки газа и конденсата должен обладать определенным комплексом свойств, отвечающим требованиям для работы в кислых средах.

Для защиты подземных трубопроводов от грунтовой коррозии должна применяться электрохимзащита (метод катодной поляризации) в сочетании с пассивной защитой (изоляционные покрытия). Рекомендуется антикоррозионное, трёхслойное, полиэтиленовое покрытие шлейфов по DIN30670-91.

Для защиты оборудования от атмосферной коррозии должны применяться защитные покрытия.

Проблемы коррозии в газовых и газоконденсатных средах могут быть связаны с конденсацией водной фазы. Следует обеспечить антикоррозионный режим эксплуатации (соответствующий расход флюида – скорость выше критической с целью выноса конденсированной воды и твердых частиц из ПЗП).

1. 6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутрпромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта к объекту подготовки для доведения её до требуемой кондиции и сдачи потребителю.

При разработке технологии системы сбора и подготовки добываемой продукции проектных скважин в соответствии с необходимо обеспечение следующих требований:

- герметичность сбора добываемой продукции;
- достоверный замер дебита продукции каждой скважины и возможность проведения газодинамических исследований;
- учет промысловой продукции месторождения в целом;
- надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- автоматизация всех технологических процессов;
- качество подготовки товарной продукции в соответствии с существующими стандартами РК.

При выборе технологии внутрпромыслового сбора и подготовки газа к транспорту по вариантам разработки принято во внимание следующее:

- конфигурация месторождения;
- количество и схемы размещения добывающих скважин;
- проектные дебиты газа;
- физико-химический состав добываемой продукции;
- устьевые параметры добывающих скважин (давление, температура);

- динамика падения устьевого давления в процессе эксплуатации;
- наличие и удаленность источников электроэнергии в регионе;
- размещение месторождения Айракты относительно существующей магистральной газопроводной системы.

Существующее положение в системе сбора, транспорта и подготовки продукции

В настоящее время на месторождении Айракты обустроены следующие основные объекты и сооружения:

- Добывающие скважины;
- Шлейфы диаметром 80 мм от скважин до входного манифольда ГСП;
- Газосборный пункт (ГСП) месторождения Айракты;
- Межпромысловый газопровод $\varnothing$ -219х7мм протяжённость 24 км до точки врезки в газопровод от месторождения Жаркум до УКПГ «Амангельды».

По состоянию на 01.07.2026 г. действующий фонд состоит из 11 скважин №№ 1Г, 4Г, 6Г, 8Р, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 108.

В основу системы сбора заложена лучевая схема с манифольдной станцией, расположенной непосредственно на ГСП.

На устьях скважин для предотвращения образования гидратов в выкидные линии вводится метанол. На выкидных линиях предусмотрены клапаны-отсекатели.

Приустьевые площадки имеют приямки и ограждения. На приустьевых площадках скважин на расстоянии 30 метров от устья установлены свечи сброса газа.

Подготовка газа и газового конденсата осуществляется на газосборном пункте (ГСП) месторождения Айракты.

Технологическая схема ГСП представлена на рисунке 6.3.1. В состав оборудования ГСП входят следующие технологические блоки:

- Входной манифольд (М-1), рассчитан на 11 подключений;
- Тестовый сепаратор (С-4), объёмом 0,8 м³, рассчитан на рабочее давление 8,2 МПа;
- Газовый сепаратор (С-1), ГСЦ-11-1200, объёмом 3,9 м³, рассчитан на рабочее давление 8,2 МПа;
- Поточные электроподогреватели (П-1,2) газа и газоконденсата;
- Блок дозирования реагента (БР-1) производительностью 2,5 л/час;
- Факельный сепаратор (СФ-1), объёмом 4,0 м³, рассчитан на рабочее давление 0,1 МПа;

- Дренажные подземные емкости (Д-1, Д-2, Д-3) объемом 8,0 м³, рассчитаны на рабочее давление 0,07 МПа;
- Трехфазный сепаратор (С-2) объемом 4,0 м³, рассчитан на рабочее давление 0,25 МПа;
- Сепаратор концевой ступени (С-3) объемом 3,5 м³, рассчитан на рабочее давление 0,1 МПа;
- Резервуары хранения конденсата (Р-1/2), V-25 м³, Н-0,7 м, по периметру имеют железобетонное обвалование;
- Насосы для откачки конденсата (Н-1, Н-2) производительностью 12 м³/час;
- Стояк налива конденсата в автоцистерны (СН-1);
- Факельная установка (Ф-1) УФМС-250, Ду-250 мм, Н-17 м, имеет ограждение R-50 м, обвалование D-30 м. \

Продукция добывающих скважин поступает во входной манифольд, оснащенный приборами измерения давления и температуры, оттуда - в сепаратор 1-й ступени сепарации С-1, предназначенный для отделения жидкой и газообразной фаз. Рабочее давление сепарации 8,0 МПа.

Жидкость, отводимая с 1-й ступени сепарации, объединившись с конденсатом, поступающим из тестового сепаратора С-4, направляется в поточный электроподогреватель П-2, где нагревается до температуры 50°С. Смесь конденсата, воды и газа, разогретая для лучшего разделения и получения стабильного конденсата при нормальных условиях, поступает на 2-ю ступень сепарации в 3-х фазный сепаратор С-2. Рабочее давление сепарации 0,25 МПа.

Флюид разделяется на три потока: газ, конденсат и пластовую воду. Пластовая вода отводится в отдельную дренажную систему пластовой воды в Д-2.

Конденсат направляется на сепаратор концевой ступени сепарации С-3 для окончательного разгазирования и стабилизации, откуда откачивается в резервуары хранения Р-1/1,2 и вывозится автотранспортом на УКПГ Амангельды.

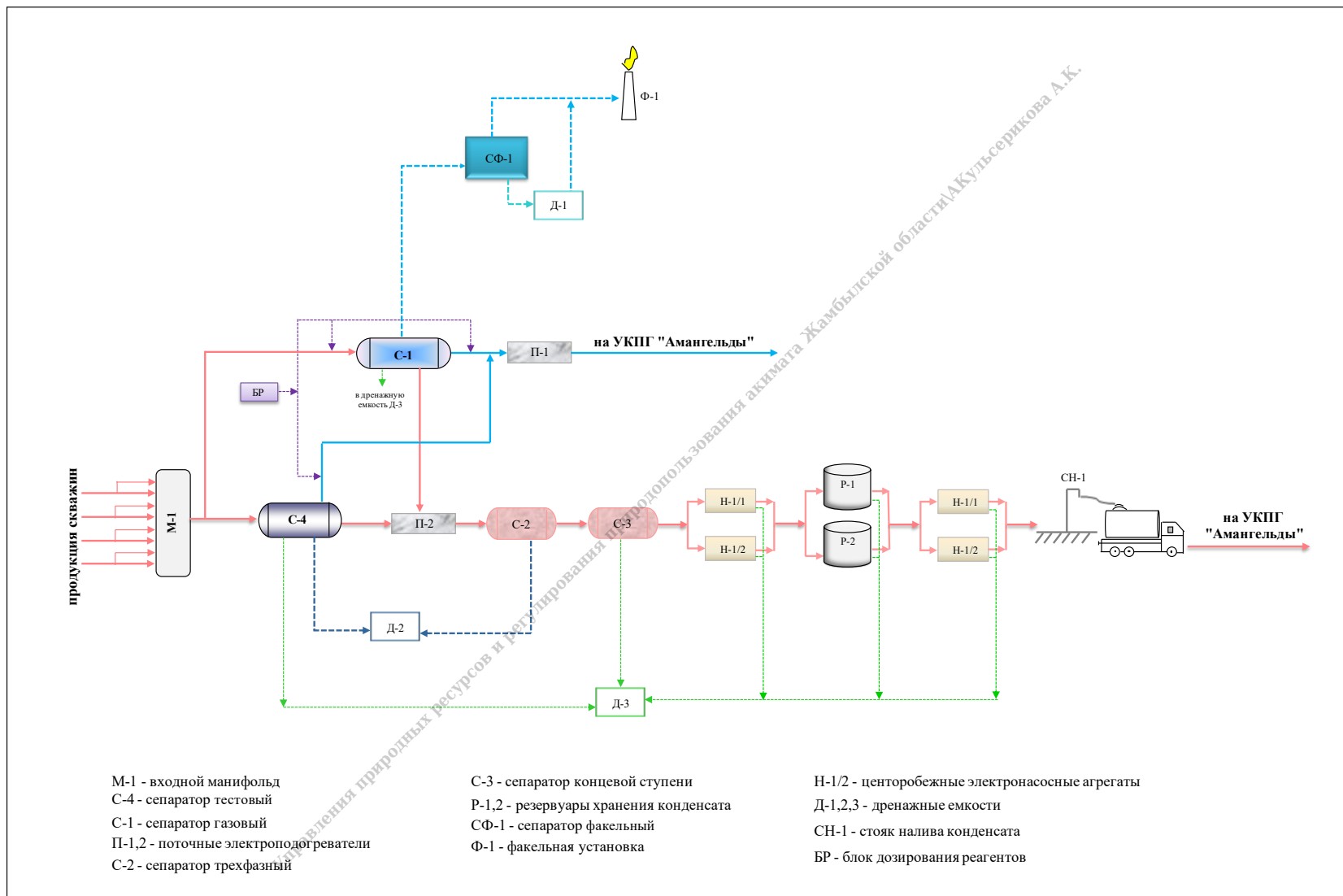


Рисунок 6.3.1 – Принципиальная схема ГСП месторождения Айрақты

Газ, очищенный от жидкости, по трубопроводу $\varnothing$ -219x7мм подается к точке врезки в межпромысловый газопровод «Айрақты-Жаркұм-Амангелды».

Окончательная подготовка газа месторождения Айрақты осуществляется на действующей установке комплексной подготовки газа (УКПГ) месторождения Амангелды, производительностью 700 млн.м³/год.

Рекомендации по системе внутрипромыслового сбора, промыслового транспорта и подготовки газа

В настоящее время входной манифольд ГСП рассчитан на 11 подключений. К началу 2027 г. необходимо предусмотреть увеличение количества подключений от скважин.

При проектировании системы сбора продукции фонда скважин на месторождении для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- каждая скважина от устья до ГСП должна иметь индивидуальный трубопровод;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта.
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Шлейфы рекомендовано прокладывать подземно на глубине 1,4 м и классифицировать по ВСН 51-3-85 как газопроводы III класса, III категории.

Рекомендуется антикоррозионное, трёхслойное, полиэтиленовое покрытие шлейфов по DIN30670-91.

Рекомендуется предусмотреть на устье скважин возможность дозирования ингибитора гидратообразования.

Площадку ГСП предлагается оборудовать дополнительно площадками камер запуска скребка.

Газ, очищенный от жидкости, по трубопроводу $\varnothing$ -219x7мм будет подаваться к точке врезки в межпромысловый газопровод «Айрақты-Жаркұм-Амангелды».

Окончательная подготовка газа месторождения Айрақты будет осуществляться на действующей установке комплексной подготовки газа (УКПГ) месторождения Амангелды.

Вся система сбалансирована. Выходное давление с ГСП месторождения Айрақты привязано к давлению блока входных манифольдов УКПГ. В связи со снижением давления во всей системе предусмотрена установка ДКС на месторождении Амангельды.

2. 6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Объектов потребления сырого газа на промысле нет. Весь добываемый газ через узел замера по трубопроводу Ø-219х7мм подается к точке врезки в межпромысловый газопровод «Айрақты-Жарқум-Амангельды».

Основными источниками технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Айрақты, являются:

- Сжигание при подключении скважин или пуско-наладочных работах (ПНР).
- Сжигание газа на дежурных горелках и при постоянной продувке факельного коллектора.
- Сжигание газа при опорожнении и продувках газопроводов.

Согласно статье 146 «Сжигание сырого газа» Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», технологически неизбежным сжиганием сырого газа признаётся сжигание газа для обеспечения бесперебойного процесса добычи углеводородов при пусконаладке, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте технологического оборудования, а также при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования в пределах установленных нормативов и объёмов. Расчёты объёмов технологически неизбежного сжигания газа выполнены в соответствии с «Методикой расчётов нормативов и объёмов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» (Приказ Министра энергетики РК №164 от 05 мая 2018 г.).

Объекты потребления сырого газа на промысле месторождения Айрақты отсутствуют. За исключением объёмов технологически неизбежного сжигания, весь добываемый газ подаётся в межпромысловый газопровод «Айрақты-Жарқум-Амангельды». В связи с реализацией проектных решений по утилизации газа компания продолжит поддерживать показатель утилизации газа на уровне не менее 99%, направляя деятельность на максимальную минимизацию сжигания газа и снижение воздействия на окружающую среду.

Баланс расхода сырого газа месторождения Айрақты на период 2026-2030 гг. представлен в таблице 6.4.1

Таблица 6.4.1 – Добыча и распределение газа на месторождении Айрақты

Период разработки	Добыча газа, млн.м ³	Технологические потери газа при добыче, предварительной подготовке и транспортировке, %	Сдача газа потребителям, млн.м ³
2026	33,12	0,216	33,05
2027	32,57	0,216	32,50
2028	34,05	0,216	33,98
2029	34,60	0,216	34,52
2030	35,08	0,216	35,0

Управления природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Жамбылской области/Акульсерикова А.К.

7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Конструкции скважин месторождения соответствуют проектным документам, требованиям охраны недр и окружающей среды и предусматривают возможность установки противовыбросового оборудования (ПВО) для герметизации устья скважины в случаях газоводопроявлений. Строительство скважин осуществляется согласно рабочему проекту, разработанному в соответствии с нормативными документами и согласованному в установленном порядке государственными контролирующим органами.

Глубина спуска обсадных колонн определяется геологическими условиями, в которых бурится скважина.

На месторождении в 2025 г. пробурены добывающая скважина №108 и оценочные скважины ОЦ-1 и ОЦ-2. В целом, фактическая конструкция скважин, соответствует проектной. Проектная конструкция скважин разработана в соответствии с требованиями нормативных и руководящих документов для обеспечения безопасного строительства таких скважин.

Конструкция скважин проектируется с учетом литолого-стратиграфического разреза и физических особенностей вскрываемых пород, необходимости предупреждения осложнений и обеспечения проведения предусмотренного комплекса исследовательских работ.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины, долговечности крепления скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга и от проницаемых пород.

С учетом необходимости реализации проектных решений действующего проектного документа и анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации разработки газоконденсатных залежей месторождения Айракты, следует учесть требования к конструкции и производству буровых работ новых проектных скважин. На месторождении планируется бурение 3 вертикальных скважин (№№ 109, 110, 111).

В соответствии с вышеперечисленными требованиями, с целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве, а также учитывая геологическое строение и тип пород продуктивных горизонтов месторождения

Айракты, бурение проектных скважин рекомендуется производить по следующей конструкции:

1. Направление Ø 426мм устанавливается на глубину 30 м для предотвращения размыва устья скважины во избежание грифообразования. Цементируется до устья;
2. Кондуктор Ø 323,9мм спускается на глубину 350 м. Цементируется до устья. На кондуктор устанавливается ПВО;
3. Техническая колонна Ø244,5мм спускается на глубину 1200 м, для перекрытия неустойчивых, водоносных и прихватоопасных отложений. Устье скважины оборудуется ПВО;
4. Эксплуатационная колонна Ø168,3мм спускается до проектной глубины 2250 м, в зависимости от фактической глубины, для разобщения пластов, испытания и дальнейшей эксплуатации продуктивных горизонтов, цементируется до устья.

После окончания ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) все обсадной колонны должны подвергаться испытанию на герметичность и качество цементирования.

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция для вертикальных скважин

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, мм	Высота подъема цемента за колонной
		скважины (долота)	обсадной колонны		
1	Направление	490	426	30	До устья
2	Кондуктор	393,7	323,9	350	До устья
3	Техническая	295,3	244,5	1200	До устья
4	Эксплуатационная	215,9	168,3	2250	До устья

Результатом цементирования должно быть предотвращение межпластовых перетоков и формирование герметичного цементного кольца.

Существенное влияние на герметичность за колонного пространства оказывает оснастка, подготовка ствола скважины к проведению тампонажных работ, составы тампонажных смесей и буферных жидкостей, средства и технологические способы цементирования.

Следует отметить влияние субъективных факторов на качество цементирования:

- несоблюдение требований технических проектов на строительство скважин в части технологии цементирования и параметров растворов (недостаточное количество технологической оснастки, применение буровых растворов с повышенной водоотдачей, снижение плотности тампонажного раствора за счет избыточной воды, закачка нестабильного по плотности цементного раствора);
- отсутствие необходимых тампонажных материалов (качественных цемента, химреагентов) и современной цементировочной техники;

Качество цементирование обсадных колонн зависит от многих факторов. Влияние каждого из этих факторов однозначно оценить невозможно, поэтому для улучшения качества цементирование в целом необходимо свести к минимуму негативное воздействие некоторых из них, возможно имеющих место на анализируемых скважинах.

К субъективным факторам, влияющим на качество цементирование можно отнести:

- неустойчивый кавернозный ствол скважин и низкое качество бурового раствора, параметры которого не всегда соответствуют проектным;
- эксцентричное расположение обсадных колонн, из-за недостаточного количества применяемой технологической оснастки, приводящее к образованию застойных зон и неполному вытеснению бурового раствора цементным;
- несоответствующее качество тампонажных растворов.

Рекомендации по тампонажным работам

При производстве тампонажных работ рекомендуется использование в качестве тампонажного материала высококачественного тампонажного цемента с повышенной сульфатостойкостью типа (I (HSR) в соответствии со стандартом АНИ и тампонажного портландцемента типа «ПЦТ-G» (ГОСТ 1581-96).

Плотность тампонажного раствора следует обеспечить соответствующей требованиям технического проекта на строительство скважин. Обеспечить стабилизацию тампонажного раствора во время всего процесса цементирование, путем применения осреднительной емкости и станции контроля цементирование «СКЦ-3М».

Реологические свойства тампонажного раствора следует выбирать соответствующие для обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного), с целью наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости.

Для регулирования свойств тампонажных растворов (понижители водоотдачи, диспергаторы, ускорители и замедлители сроков схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня (ввод расширителей типа НРС или аналог СИГБ до 2%) необходимо использование эффективных химических реагентов.

В соответствии с указанной конструкцией скважин, предлагается цементирование скважин производить по следующей схеме:

Кондуктор Ø323,9мм цементируется тампонажным раствором с использованием цемента типа G. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более 50 см³/30 мин по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1%) для ускоренного формирования цементного камня с целью сокращения времени ОЗЦ, улучшения качества крепления и предотвращения заколонных флюидопроявлений. Для регулирования свойств

тампонажного раствора рекомендуется использовать понизители вязкости (диспергаторы) типа лигносульфонатов, понизители водоотдачи на полимерной основе, ускорители срока схватывания.

Эксплуатационная колонна Ø 168,3мм цементируется следующим образом:

- На начало цементирования в скважину закачивается буферная жидкость (вода и водный раствор ПАА - 0,03% в концентрации $5\text{ м}^3 + 3\text{ м}^3$ ПАА);
- Тампонажный раствор используется двумя порциями: облегченный плотностью $1,56\text{ г/см}^3$ и нормальной плотности $1,83\text{ г/см}^3$. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более $30\text{ см}^3/30\text{ мин}$ по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1 %). В качестве добавок следует применять понизители водоотдачи, диспергаторы, замедлители и расщирители до 2 %.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительная кольматация высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента;
2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования;
3. Наличие на буровых постоянных запасов бурового раствора в объеме соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Для обеспечения заданных плотностей цементного раствора, регулирования реологических свойств и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного), во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости типа «ОСР», блока манифольда «БМ-700» и станции «СКЦ-3М». Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, замедлителей срока схватывания и расщирителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны превышать 4 часов, а в качестве замедлителя срока схватывания цементного раствора рекомендуется использовать кислотную жидкость в объеме 0,3-0,4% по массе к сухому цементу.

Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн рекомендуется включить центраторы, скребки и турбулизаторы потока строго в соответствии с нормами и требованиями технического проекта на строительство скважин. Места установки элементов технологической оснастки можно будет уточнить после проведения геофизических исследований.

7.4.2 Выполнение требований и рекомендации по буровым растворам

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водочувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми.

Одной из важных функций бурового раствора из многочисленных других, является сохранение устойчивости ствола и предотвращение загрязнения призабойной зоны скважин. Поэтому одной из актуальных проблем при строительстве скважин является проблема подбора компонентов бурового раствора, рецептура и технология их применения.

В целях предотвращения осложнений ствола скважины и недопущения нефтегазоводопроявления, проводка их осуществлена на качественном буровом растворе, обработанном химреагентами.

При забуливании пород, представленных, в основном, четвертичными и неогеновыми отложениями, применялся глинистый (глинопорошок) буровой раствор на водной основе.

Исходя из геологических условий и опыта строительства скважин, имеющих в разрезе неустойчивые набухающие глины и глинистые сланцы при строительстве скважин на месторождении Айракты применяется ингибированный полимерный буровой раствор с использованием бурового раствора ингибированного, путем ввода KCl.

Ингибированный полимерный буровые растворы весьма эффективны при разбуривании неустойчивых глин и глинистых сланцев. Действие KCl растворов обусловлено насыщением ионами калия глинистых материалов, а добавляемые в раствор полимеры активно влияют на ингибирующие свойства раствора, предотвращая попадание свободной воды в породу.

Для более качественной очистки ствола от выбуренной породы в процессе бурения и перед спуском колонн прокачиваются вязкие порции глинистого раствора в объеме 1-2 м³, для предотвращения бактериального разложения органических компонентов буровых растворов на водной основе и с каустической содой (регулятор щелочности).

Параметры бурового раствора: фильтрационные, структурно-механические и реологические показатели раствора отвечают требованиям, предъявляемым к ним, для бурения данного разреза.

Эффективное использование системы очистки позволит обеспечить поддержание спроектированных параметров бурового раствора, сократить затраты на его обработку

(избежать максимального разбавления) и обеспечить сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов.

7.4.3 Выполнение требований к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов выполняется на химически обработанном полимерным раствором, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не превышает 5% пластового давления. С этой целью, вскрытие горизонта производится только после полного выравнивания параметров бурового раствора, для предотвращения поглощения бурового раствора без выхода циркуляции.

При вторичном вскрытии соблюдаются основные требования, предъявляемые к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов:

- создание противодействия на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение кольтатации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

На основе анализа сравнительных показателей различных кумулятивных перфораторов для вторичного вскрытия продуктивных пластов применяются перфорационные системы 41/2 с плотностью зарядов 16 отв. на м², прошедшие апробацию и показавшие хорошие результаты на месторождениях Казахстана.

При проведении перфорационных работ применяются чистые жидкости (техническая или минерализованная вода, нефть) для обеспечения промывки перфорационных каналов обратным потоком пластового флюида из пласта в скважину. Это достигается при перфорации с перепадом давления, направленным в сторону ствола скважины.

Для снижения вредного воздействия, оказываемого буровым раствором на продуктивный пласт во время бурения и исключения вредного воздействия перфорационной жидкости продуктивные пласты перфорируются при депрессии на пласт в среде чистой жидкости перфораторами, спускаемыми на НКТ.

В качестве промывочной и перфорационной жидкости применяются:

- Направление – бурение с использованием глинистого раствора;
- Кондуктор - бурение под колонну, для недопущения осложнений и перекрытия зон поглощений, водопроявлений и газопроявлений техногенного характера производится заранее приготовленным глинистым раствором (50 м³), для уменьшения водоотдачи бурового раствора, глинизации стенок скважины и

предупреждения проникновения фильтрата в пласт. Для упреждения возникновения поглощений бурового раствора используются 2-3 вида наполнителей с различными размерами частиц (зернистые, волокнистые, чешуйчатые) в количестве 2 % объема бурового раствора. Для поддержания щелочности бурового раствора на уровне $pH=9,0-10,0$ вводится каустическая сода (NaOH). По окончании бурения ствол скважины промывается в течение двух циклов, с целью дополнительной очистки ствола скважины от выбуренной породы;

- Эксплуатационная колонна – бурение данного интервала, с целью сохранения коллекторских характеристик (пористость, проницаемость) продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, производится с использованием ингибированного полимерного бурового раствора с низким содержанием твердой фазы, с введением дополнительных полимерных реагентов для усиления ингибирующих свойств.

В качестве ингибирующей добавки в буровой раствор, с использованием которого бурился предыдущий интервал, вводится 3-4 % KCl (хлористого калия) и полимер типа «Родопол-23П». Перед вводом KCl в буровой раствор скважина предварительно обрабатывается реагентом-стабилизатором по водоотдаче и вязкости. Для регулирования щелочности бурового раствора используется едкий калий KOH (или NaOH). С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в качестве утяжеляющей и временно закупоривающей добавки используется кислоторастворимый карбонат кальция.

В целом, система бурового раствора полностью отвечает основным требованиям, предъявляемым к нему при вскрытии продуктивных пластов.

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов составляет 10-20 отверстий на 1 п. метр. Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды применяется жидкость плотностью, соответствующей требованиям «Единых технических правил» (ЕТП) на строительство скважин. Перфорационная жидкость закачивается в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполняется буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов.

Перфорационная жидкость, представляющая собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, обрабатывается неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Вызов притока и освоение скважин производится путем замены бурового раствора на воду, обработанную ПАВ при концентрации 0,2% с последующим снижением уровня.

Все работы по вскрытию продуктивных горизонтов, вызову притока и освоению скважин проводятся по специальному плану со строгим соблюдением правил по технике безопасности.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследовании скважин выполняются следующие мероприятия:

- устья скважин с сепарационными и замерными установками оборудуются по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- при опробовании и исследовании скважин производится сепарация газа и последний в обязательном порядке сжигается;
- работы по опробованию и испытанию скважин производятся по специальному организационно-техническому плану, утвержденному недропользователем.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации, выполняются следующие мероприятия:

- строго соблюдается разработанная конструкция скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины;
- создается по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами, с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Режим закачки обеспечивает максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства. Вышеизложенные мероприятия обеспечивают надежное разобщение пластов друг от друга.

С помощью стационарных газокаротажных лабораторий типа «АГКС-4АЦ» при бурении на скважинах производится непрерывный контроль за газонасыщенностью бурового раствора.

В результате анализа технического состояния скважин можно сделать вывод, что основной причиной некачественного крепления являются:

- недостаточная подготовка ствола скважины цементированию колонны;
- недостаточная центровка обсадных колонн;
- недостаточная герметичность проницаемых участков ствола скважины;
- применение цементных растворов без модифицирования;
- низкое качество поставляемых цемента.

При выборе промывочной жидкости учитываются возможные осложнения, которые могут встретиться при бурении скважин. Обработка бурового раствора осуществляется путем «самозамеса», что нежелательно.

Имеющиеся на буровой химические реагенты завозятся в жидком состоянии и их качество определить не представляется возможным, поэтому необходимо периодически направлять пробы реагентов и бурового раствора в стационарную лабораторию для проведения анализа на соответствие ГОСТам. На многих буровых отсутствуют очистное оборудование, гидроциклоны и центрифуги, поэтому с целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора, особенно по поддержанию твердой фазы, плотности и вязкости бурового раствора необходимо обеспечить их наличие на буровых.

При бурении под эксплуатационную колонну очень важно не оставлять буровую жидкость в неподвижном состоянии на долгое время, особенно при повышенной температуре. Даже при хорошем выравнивании параметров жидкости (когда свойства жидкости внутри соответствуют свойствам жидкости у выхода), необходимо продолжать прокачивать буровую жидкость до начала цементировочных работ.

Большая водоотдача приводит к образованию толстого, загущенного слоя глины прямо у стенок горных пород, который трудно удалить без привлечения механических или химических средств. Необходимо уменьшить водоотдачу буровой жидкости до спуска обсадных колонн и цементирования. При выполнении предварительных цементировочных работ необходимо определить вероятность газопроявления.

Применение буферной жидкости – очень эффективное средство вытеснения, так как при этом цементный раствор и буровой раствор отделяются, что способствует удалению отделенного от песка и шлама бурового раствора и, соответственно, улучшает сцепление цемента. Совместимость поверхности раздела бурового раствора/буферной жидкости и совместимость буферной жидкости/цементного раствора имеют важное значение.

Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн включаются центраторы, скребки и турбулизаторы потока, строго в соответствии с нормами и требованиями.

Вращение или расхаживание труб до и во время цементирования помогает разрушить загустевшие, устойчивые карманы бурового раствора и разрыхлить шлам, попавший в загустевший буровой раствор. Вращение труб позволяет увеличить эффективность вытеснения при слабой подаче насоса, так как это действие помогает сохранить буровой раствор в текущем состоянии.

Для лучшего замещения промывочной жидкости цементным раствором применяются буферные жидкости. Цементирование осуществляется прямым способом портландцементным раствором с ускорителем схватывания хлористого кальция или хлористого натрия 2-3% к массе цемента.

Таким образом, главным критерием оценки технического состояния обсаженной скважины является качество изоляции за колонного пространства и герметичность обсадной колонны на момент проведения геофизических исследований.

Рекомендации:

Для эффективного бурения вертикальных скважин максимально допустимая концентрация шлама в кольцевом пространстве не должна превышать 0,5%.

».

8. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ КВКАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

С целью оценки эффективности принятой системы разработки на месторождении Айракты предусматриваются исследования и мероприятия по её совершенствованию.

Промысловые-геофизические исследования скважин по контролю за разработкой.

Промысловые-геофизические исследования решают задачи уточнению геологического строения месторождения, фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов, контролю за выработкой пластов и технического состояния скважин.

Контроль процессов разработки на месторождении выполнялся в открытом стволе (ГИС) и в обсаженных скважинах (ГИС-к).

Для решения поставленных задач предусматриваемые объёмы, виды и периодичность геофизических исследований отражены в таблице 8.1.

Ниже представлен краткий обзор всех выполненных геофизических исследований, а также выводы и рекомендации.

Исследования в открытом стволе, обор керна.

В соответствии с проектом промышленной эксплуатации на месторождение предлагается, что в эксплуатационной скважине 7 предусматривалось строительство наклонно-направленного ствола по разрезу серпуховского горизонта.

В соответствии с техническим проектом предполагалась «зарезка» «бокового» ствола ориентировочно на глубине 1160 м, с последующим бурением наклонно-направленного ствола до глубины 2050 м, (по вертикали 1630 м). Бурение наклонно-направленного ствола должно сопровождаться телеметрией (ПЗ-2017г.).

С целью расчленения разреза на стратиграфические комплексы, корреляции вскрытого разреза с остальными скважинами, выделения коллекторов, определения эффективной толщины, пористости, глинистости, коэффициента газонасыщенности рекомендовался следующий комплекс геофизических исследований в открытом стволе скважины 7: общие исследования в интервале 1160-2050м: стандартный каротаж - зонды КС (NO.5M2.0A; A2.0M0.5N), ПС, кавернометрия-профилеметрия (КВ), радиоактивный каротажи ГК, НГК, акустический каротаж (АК) , термометрия (Т), резистивиметрия (РИ); Детальные исследования в интервале продуктивного разреза, предположительно 1450-2050м, дополнительно к общим исследованиям – боковой каротаж (БК), микробоковой (МБК), индукционный (ИК) в режиме сопротивления и проводимости, спектральный гамма-каротаж (СГК) с записью кривых спектра урана и совместного от тория-калия, двухзондовый нейтронный каротаж (КНК) с выдачей кривой нейтронной пористости, плотностной гамма-гамма каротаж с регистрацией фотоэффекта (РЕФ).

Инклинометрия проводится в интервале 0-1160 м, после бурения в интервале 1100-2050 м.

Исследования в закрытом стволе

Акустическая цементометрия (АКЦ) проводится после спуска в скважину обсадной колонны.

Геофизические исследования по контролю за разработкой в обсаженных скважинах проводились с целью определения технического состояния скважин и работающих толщин.

После предыдущего проектного документа [ПР-2017] геофизические исследования с целью определению профиля, состава притока и технического состояния выполнены 7 исследований в 5 скважинах (1Г (2 раза), 4Г (1раз), 6 (2раза), 7 (1раз), 8 (1раз). ГИС-к выполнены в добывающих скважинах комплексом методов ГК, ЛМ, МН, ТМ, РИ, ВЛ, СТИ, РГД - в статическом и динамическом (до и после продувки) режимах. Сравнительный анализ текущих и предыдущих исследований (2017 г.) показал уменьшение дебита в скважинах 8 ($Q_{расч} = 12,1 / 5,7$ тыс. м³/сут) и 1Г ($Q_{расч} = 28,6 / 13,7$ тыс. м³/сут), несмотря на незначительное увеличение коэффициента охвата скв.1Г – $K_{охв}$ 25% / 40%. Анализ исследований показал, что во всех изученных скважинах признаков негерметичности эксплуатационной колонны и заколонных перетоков не выявлено. При интерпретации ГИС в двух скважинах 6 и 7 не удалось рассчитать дебит скважины по данным расходомерии из-за переспущенных труб НК и соответственно не предоставляется возможным провести сравнительный анализ с предыдущими исследованиями. Рекомендовано поднять НКТ и ГИС на профиль притока повторить.

Исследование с целью определения технического состояния эксплуатационной колонны по данным магнитно-импульсной дефектоскопии было проведено в эксплуатационной скв.2Г, где толщина стенок экс. колонны менялась в пределах от 8,81 до 11,19 мм, и были выявлены признаки коррозии в определенных интервалах.

Газодинамические исследования. Газодинамические исследования стационарных при (МУО) и нестационарных (КВД) режимах фильтрации в предыдущем проектном документе предлагалось выполнять не реже 1 раза в год по действующим скважинам и при вводе в эксплуатацию новых скважин. Рекомендованный комплекс исследований выполнен в скважинах №№ 1Г, 2Г, 4Г, 6, 7, 8. Газодинамические исследования методами регистрации КВД позволили уточнить фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов призабойной зоны скважин (ПЗС) и коэффициенты фильтрационного сопротивления (КФС). При анализе были учтены результаты интерпретации ГИС и профиля притока, проведенного перед КВД. По результатам обработки во всех скважинах кроме скв.6 определен отрицательный скин-фактор (-0,5-(-4,15)), что свидетельствует о хорошем

состоянии призабойной зоны скважин, кроме этого, определялись типы и модель течения, проницаемость пласта. Скин-фактор скв.6 имеет положительное значение, что говорит о загрязнении призабойной зоны пласта, который приводит к снижению информативности ГИС и, в связи с этим было рекомендовано провести очистку ПЗ.

Кроме того, была проведена термогазокислотная обработка (ТГКО), с целью повышения газопроницаемости пласта-коллектора в скв.7. ТГКО была выполнена напротив перфорированных интервалов 1568-1572 м, 1550-1554 м, 1544-1548 м, 1510-1514 м. Комплекс ГИС по контролю включал следующие методы: термометрию (ТМ), барометрию (БМ), для привязки регистрируемых параметров к разрезу проводился ГК; для выделения перфорированных интервалов и интервалов, испытавших воздействие ТГКО - локатор муфт (ЛМ). По выполненным исследованиям были выделены интервалы 1568-1572 м, 1550-1554 м имплозионной очистки после ТГКО. В интервалах 1508-1512 м, 1541-1553 м, 1565-1572 м по кривой ЛМ отмечено влияние ТГКО на состояние колонны.

Исследования по определению текущей газонасыщенности пластов-коллекторов выполнены в скважинах №№ 1Г, 6 (в нижневизейском горизонте в интервале 1875-1940 м.) и №№ 4Г, 7, 8 (в серпуховском горизонте в интервале 1478-1712,5 м) с подтвердившим наличие УВ в продуктивных интервалах.

Техническое состояние скважин контролируется на месторождении на протяжении всего срока эксплуатации и включает первоначальные исследования, которые выполняются непосредственно после выхода скважины из бурения, крепления обсадной колонной и текущие - в процессе работы скважины.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, интервалы затрубной циркуляции, проводятся повторные исследования АКЦ, исследования толщиномером-дефектомером, а также комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн: в комплекс ГИС включают: метод естественной гамма-активности, расходомерию, локатор муфт, термометрию, причем термометрию проводят по всему стволу скважины.

При проведении геофизических исследований по контролю для получения достоверной информации необходимо соблюдать следующие правила компоновки скважинного оборудования - башмак НКТ должен находиться не менее 10 м выше верхних перфорационных отверстий, расстояние от нижних отверстий до искусственного забоя более 10 м.

В таблице 8.1 приведены плановые геофизические исследования в скважинах месторождения Айракты.

Газодинамические исследования скважин

Информация, получаемая при газогидродинамических исследованиях, может быть разделена на три группы: исследования, позволяющие определить термобарические параметры скважины; исследования, позволяющие определить фильтрационные и емкостные параметры и коэффициенты фильтрационного сопротивления; исследования, позволяющие установить режим эксплуатации скважин. Исследования, позволяющие определить параметры пласта и скважин, по характеру режима фильтрации газа делятся на два вида: при стационарных и нестационарных режимах фильтрации.

Первичные исследования

Проводятся во всех разведочных и эксплуатационных вновь пробуренных скважинах. Эти исследования являются основными и обязательными, проводятся в полном объеме и позволяют определить:

- параметры пласта;
- продуктивную характеристику;
- установить режим эксплуатации скважины;
- связь между дебитом, забойным и устьевым давлением и температурой;
- количество жидких и твердых примесей при различных режимах работы скважины;
- пластовое давление;
- влияние степени и характера вскрытия на производительность;
- коэффициенты фильтрационного сопротивления.

При первичных исследованиях газоконденсатных скважин определяются:

- статическое давление на устье;
- пластовое давление по устьевым замерам расчетным путем или измерением с помощью глубинных манометров или комплексов;
- забойное давление на различных режимах работы скважины, так же как и пластовое давление, по данным замера давления в трубном или затрубном пространстве или измерение с помощью глубинных манометров или комплексов;
- дебит скважины по данным диафрагменного измерителя критического течения или диафрагменного измерителя дифманометра докритического течения в замерном пункте;
- процессы восстановления и стабилизации давления и дебита;
- температура газа на забое и устье на различных режимах, а также процессы восстановления и стабилизации температуры;
- количество выносимой воды, конденсат и твердых примесей на различных режимах;

- физико-химические свойства газа, конденсата и воды по отобраным на различных режимах работы скважины пробам.

Текущие исследования

Проводятся на эксплуатационных и переведенных в фонд эксплуатации разведочных скважинах в процессе разработки месторождения. Основная задача текущих исследований сводится к получению информации обо всех или о части параметров, определяемых в процессе первичных исследований для анализа и контроля за разработкой. Объем текущих исследований диктуется конкретными условиями каждого месторождения, изменчивостью контролируемых параметров, необходимостью установить характер изменения этих параметров в процессе разработки. Частично эти изменения устанавливаются по данным эксплуатации скважин.

Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования

Данные систематического контроля режимов эксплуатации скважин, проводимых на них ремонтов, изменений режимов должны фиксироваться в специальных журналах и рапортах. По этим данным устанавливается необходимый (оптимальный) режим эксплуатируемой скважины, а также скважин, находящихся в аналогичных условиях.

Для контроля за работой скважин проводить замеры дебита газа, газового конденсата.

На основании систематического изучения эксплуатации каждой скважины составляются графики проведения профилактических работ, своевременное выполнение которых обеспечивает нормальную работу скважин и сохранение заданного режима фонтанирования.

Для контроля технического состояния наземного оборудования необходимо регулярно проводить: визуальный осмотр и профилактический ремонт (смазка запорных устройств и механизмов).

Контроль за внутрискважинным оборудованием проводится на основании наблюдений за трубным и затрубным давлениями, изменения соотношений которых в большую или меньшую сторону характеризуют состояние подземной части скважины. Проводимые мероприятия по определению технического состояния наземного и подземного оборудования, являются обязательными для выявления и своевременного устранения неисправностей наземного и подземного оборудования.

Особое внимание должно быть уделено температурным исследованиям. Оборудование скважин должно предусматривать возможность замера температуры газа в любое время.

В случае обнаружения газа в межколонном пространстве (МКД) необходимо приостановить эксплуатацию (заглушить скважину) и устранить источник поступления газа. В соответствии с пунктом 335 [7] запрещается эксплуатация скважин с нарушениями герметичности эксплуатационных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств.

Управления природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Жамбылской области/Акульсерикова А.К.

Таблица 8.1 - Виды и периодичность исследований по контролю за разработкой

№ п / п	Вид исследований	Объем исследований	Периодичность
Газодинамические исследования			
1	Замер дебитов газа	Действующий фонд	Еженедельно
2	Замер пластовых давлений и температур	В новых скважинах	При вводе в эксплуатацию.
		Эксплуатационный фонд скважин	1 раз в год
3	Замер забойного давления	Эксплуатационный фонд скважин	Ежеквартально и при ГТМ
4	Контроль за межколонными газопроявлениями	Весь фонд скважин	Ежедневно
5	Газодинамические исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации	В новых скважинах	Перед вводом в эксплуатацию
		Эксплуатационный фонд скважин	По мере необходимости и после ГТМ
6	Специальные исследования уточнить вид исследования	Эксплуатационный фонд скважин	перед остановкой скважины на ремонт или выходе из ремонта, перед консервацией скважины и при расконсервации, до и после работ по интенсификации притока газа
7	Шаблонирование ствола и отбивка забоев скважин	Весь фонд скважин	После длительных простоев, перед глубинными промыслово- геофизическими исследованиями, подземным и капитальным ремонтом скважин
Геофизические исследования			
8	Уточнение геолого- геофизической характеристики разреза: комплекс ГИС в открытом стволе отбор и изучение керна	В боковом стволе скважины	Разовые исследования
		Изучение керна	Стандартные и специальные исследования
9	Определение профиля притока, мощности отдающих интервалов и характера поступающей жидкости	В боковом стволе скважины	Разовые исследования после пуска скважины в эксплуатацию
		В добывающих скважинах, при ГТМ,	До и после ГРП, и изменениях в работе
10	Определение состояния обсадных колонн и цементного камня	В боковом стволе скважины	Разовые исследования
		В эксплуатационных скважинах,	по мере необходимости и при ГТМ
11	Контроль положения ГВК и оценка текущей газотенасщенности	В эксплуатационных скважинах при ГТМ по возврату скважины на вышележащий горизонт	Разовые исследования в новых скважинах до перфорации

9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В настоящей главе представлены основные мероприятия по снижению возможного влияния на компоненты окружающей среды (ОС) при реализации «Проекта разработки месторождения Жаркум».

9.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

Сокращение объемов выбросов и снижение их приземных концентраций обеспечивается комплексом плановых, технологических и специальных мероприятий.

Для безаварийной разработки месторождения в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разработке и добыче полезных ископаемых» должны быть предусмотрены следующие мероприятия организационно-технического характера:

- использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- установка на устье скважин противовыбросового оборудования;
- внедрение методов испытания скважин, исключающих выброс вредных веществ в атмосферу;
- подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования и проведение технологического ремонта;
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса (измерение расхода, давления, температуры);

- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среды: воздуха в рабочей зоне, почвы, грунта на промышленных площадках и прилегающей территории;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- наличие и постоянное функционирование систем аварийного оповещения и связи, контроля качества воздуха;
- целью обучения персонала методам реагирования на аварийную ситуацию и борьбе с последствиями этих аварий;
- трапы, сепараторы и другие аппараты, работающие под давлением, должны эксплуатироваться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- при наступлении неблагоприятных метеорологических условий – осуществление комплекса мероприятий с целью снижения объемов выбросов;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т.д.);
- озеленение территорий объектов месторождения;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха.

9.1.1 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ

Загрязнение приземного слоя воздуха, в большей степени зависит от метеорологических условий. В отдельные периоды, когда метеорологические условия способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы, концентрации

примесей в воздухе могут резко возрасть. Задача в том, чтобы в эти периоды не допускать возникновения высокого уровня загрязнения.

К неблагоприятным метеорологическим условиям (НМУ) относят: пыльную бурю, гололед, штормовой ветер, туман, штиль. Неблагоприятные метеорологические условия могут помешать нормальному режиму работы.

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) предусмотреть мероприятия, которые должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

Согласно «Методическим указаниям регулирования выбросов при НМУ», РД 52.04.52-85 мероприятия по сокращению выбросов в период НМУ разрабатываются для 2-х режимов работы. Однако разработка данных мероприятий проводится таким образом, чтобы их выполнение никак не повлияло на технологический процесс и не вызвало аварийных ситуаций.

Для первого режима работы разрабатываются мероприятия, обеспечивающие сокращение выбросов, а следовательно, и концентрации загрязняющих веществ в атмосферу на 5-20%. Мероприятия данного режима носят в основном организационно-технический характер и не приводят к снижению производительности.

План мероприятий для первого режима:

- размещение источников выбросов на территории промышленной площадки с учетом направления ветра, характерного для данного района;
- прекращение испытания оборудования с целью изменения технологических режимов работы
- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм.
- переход на сокращенный режим работы (снижение производительности на 20%) в период НМУ.

Мероприятия для первого режима разрабатываются при предупреждении о повышении уровня приземных концентраций в 1,5 раза. Их эффективность принимается равной 15 – 20%.

Для второго режима работы разработанные мероприятия обеспечивают снижение выбросов загрязняющих веществ на 50%.

План мероприятий для второго режима:

- переход на сокращенный режим работы (снижение производительности на 40- 50%) в период НМУ;
- максимальное обеспечение соблюдения оптимального режима работы в соответствии с технологическим регламентом;
- запрет на проведение продувок технологического оборудования;
- запрет на проведение продувок на период проведения ППР;

Эти мероприятия носят организационно-технический характер, они не требуют существенных затрат.

9.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Возможными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод являются неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые воды, промплощадки предприятий, фильтрационные утечки вредных веществ из емкостей, трубопроводов и других сооружений.

Основные требования к охране подземных вод сводятся к следующим мероприятиям:

- качественное выполнение нефтедобывающих нагнетательных скважин и поддержание требуемого их состояния в течение всего периода разработки месторождения;
- надежная изоляция амбаров, хранилищ отходов и прочих с применением экологически чистых и дешевых материалов (например изопласт);
- организация мониторинга пресных подземных вод с обязательным наблюдением за водоотбором из эксплуатационных скважин, уровнями подземных вод и их качеством.

Производственный мониторинг состояния систем водопотребления и водоотведения предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные ресурсы рассматриваемого района, а также их рационального использования.

Исходя из требований нормативных документов мониторинг состояния систем водопотребления и водоотведения включает:

- операционный мониторинг – наблюдения за объемами забираемой и используемой предприятием свежей воды и их соответствия установленным лимитам;
- мониторинг эмиссий – наблюдения за объемами и качеством сбрасываемых сточных вод и их соответствием установленным лимитам;
- мониторинг воздействия – наблюдения за качеством поверхностных и подземных вод при сбросе сточных вод.

Поверхностные водные источники на территории месторождения Жаркум отсутствуют.

Питьевое водоснабжение на месторождении обеспечивается бутилированной водой. Хозбытовые и вспомогательные нужды обеспечиваются питьевой привозной водой, которая будет доставляться водовозами термосного типа из близлежащего поселка.

В период эксплуатации месторождения Жаркум не сопровождается вредным воздействием на грунтовые воды. Сброс сточных вод в природную среду на территории в период разработки месторождения не производится. Сточные воды, образующиеся в результате производственной деятельности и жизнедеятельности персонала на месторождении Жаркум, представлены хозяйственно-бытовыми сточными водами.

Система хозбытовой канализации на ГСП предназначена для сбора и отвода сточной воды от санитарных приборов, установленных в здании операторной. Бытовая канализация от здания операторной по самотечным трубопроводам отводится в проектируемый септик, объемом 4,8 м³ с периодическим опорожнением спецавтотранспортом и вывозом на существующие очистные сооружения.

Для сбора сточных вод и их механической очистки предусматривается сооружение однокамерного септика. Система дождевой канализации предназначена для отвода и сбора дождевых вод и стоков после гидроуборки с технологических площадок с твердым покрытием.

Поверхностные дождевые стоки со спланированной поверхности технологических площадок отводятся в приемки, и далее вывозятся автоцистернами на существующие очистные сооружения. Водоотвод поверхностных вод, не загрязненных нефтепродуктами, с территории без твердого покрытия по спланированной поверхности отводится на рельеф.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения предусматриваются следующие мероприятия:

- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин;

- предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- гидроизоляция объектов с обустройством противofiltrационных экранов и завес;
- не допускать загрязнения площади водосбора поверхностных и подземных вод;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- четкая организация учета водопотребления и водоотведения;
- рациональное использование водных ресурсов, принятие мер по сокращению потери воды;
- изоляция верхних водоносных горизонтов в скважинах;
- повторное использование очищенных сточных вод на технологические операции;
- контроль содержания нефтепродуктов, мехпримесей и других примесей в закачиваемой воде проводить по всему фонду нагнетательных скважин;
- не допускать использования воды питьевого качества на производственные нужды (в системе поддержания пластового давления, для приготовления бурового раствора и т.д.) без соответствующего обоснования и решения уполномоченного органа в области использования и охраны водного фонда и уполномоченного органа по использованию и охране недр;
- установка автоматических отсекателей на приемных и сливных линиях емкостей для накопления и хранения воды;
- соблюдать требования промышленной безопасности на водных объектах и водохозяйственных сооружениях;
- немедленно сообщать в территориальные органы центрального исполнительного органа Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям и местные исполнительные органы области (города республиканского значения, столицы) обо всех аварийных ситуациях и нарушениях технологического режима водопользования, а также принимать меры по предотвращению вреда водным объектам;

проведение мониторинговых наблюдений за состоянием поверхностных и подземных вод.

9.3. Мероприятия по охране растительного и животного мира

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтом режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировке химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- переработка отходов сырой нефти, бурового шлама и осадков бурового раствора (после фильтрации) в строительные материалы и дорожные покрытия;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на территории месторождения.

Воздействие разработки месторождения Жаркум на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;

- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинга животного мира.
- принимать все меры безопасности по исключению возможности заражения персонала от насекомых-паразитов и предупреждению укусов ядовитыми насекомыми. Достаточно эффективным можно считать ограничение контактов человека с дикими животными и, в первую очередь с грызунами, своевременная обработка образующихся отходов дезинфицирующими составами, а также просветительная работа и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности.

9.4. Мероприятия по охране почвенного покрова

В процессе разработки нефтегазового месторождения почва загрязняется нефтью, различными химическими веществами и высокоминерализованными сточными водами. Нефть и другие компоненты, попадая в почву, вызывают значительные, а порой необратимые изменения ее свойств – образование битуминозных солончаков, гудронизацию, цементацию и тому подобное. Эти изменения влекут за собой ухудшение состояния растительности и биопродуктивности земель.

Для снижения негативных последствий проведения намечаемых работ необходимо строгое соблюдение технологического плана работ и использование специальной техники.

В процессе проведения строительных работ предусмотрен комплекс мероприятий, направленных на смягчение антропогенных воздействий в процессе буровых работ:

- формирование искусственной насыпной площадки под буровую;
- сооружение систем накопления и хранения отходов бурения и систем инженерной канализации стоков буровой в места их организованного сбора;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов.

Для уменьшения воздействия на почвы производится следующий комплекс мероприятий:

- производится насыпь под буровое оборудование;
- для предотвращения загрязнения почв химическими реагентами, их транспортировка и хранение производятся в закрытой таре (мешки, бочки);
- буровой раствор готовится в блоке приготовления раствора, со сливом в циркуляционную систему по металлическим желобам. Хранится буровой раствор в металлических емкостях;

- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина-блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – насосы – манифольд - скважина;
- выбуренная порода на блоке очистки (вибросито, 2 центрифуги) отделяется от бурового раствора и сбрасывается в шламовые емкости;
- буровой раствор с выбуренной породой пропускаются через две центрифуги, установленные после вибросита. Жидкая фаза раствора подается в циркуляционную систему для повторного использования;

ГСМ привозятся на буровую в автоцистернах и перекачиваются в специальные закрытые емкости, из которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС.

Предусмотрены мероприятия, направленные на защиту почвенного покрова при механическом и физическом воздействии:

- движение задействованного транспорта должно осуществляться только по имеющимся и отведенным дорогам;
- сохранение растительности в местах, не занятых производственным оборудованием;
- четкое соблюдение границ рабочих участков;
- регулярное техническое обслуживание транспорта, строительной техники и производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей;
- движение транспорта при строительных работах будет организовано по автодорогам и отведенным маршрутам;
- оптимизация продолжительности работы транспорта;
- введение ограничений по скорости движения транспорта;
- проведение рекультивации согласно существующим требованиям;
- включение вопросов охраны окружающей среды в занятия по тренингу среди рабочих и руководящего звена;
- для безаварийного функционирования оборудования предусмотрено проведение ежегодного планового и текущего ремонта.

В соответствии с ст. 217 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Рекультивация земель – комплекс мероприятий, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. В почве действует механизм самоочищения и адаптации микроорганизмов. Приемы рекультивации создают нормальные условия для естественных механизмов самоочищения и адаптации микроорганизмов, а также интенсифицирует этот процесс.

9.5. Мероприятия по охране недр

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий по обеспечению полноты извлечения из недр углеводородного сырья, рационального и комплексного использования, сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов (землетрясений, оползней, подтоплений, просадок грунта), предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков углеводородного сырья и жидкости в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод.

Конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюид содержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

Общие меры по охране недр должны включать:

- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- обеспечение надежной, безаварийной системы сбора, подготовки и хранения флюида;
- закрытая система сбора и транспорта продукции скважин;

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий. Воздействие на другие компоненты недр будет очень незначительным ввиду того, что почти весь технологический цикл протекает в закрытом скважинном пространстве, надежно изолированном от остальной геологической среды стальными трубами и цементацией нарушенных при проходке интервалов горных пород.

В целом, воздействие на недра при проведении основного комплекса проектируемых работ оценивается как значительное по отношению к продуктивным горизонтам, и

незначительное по отношению к другим компонентам геологической среды контрактной территории.

Учитывая особенности геологического строения и принятых проектных решений в процессе разработки месторождения можно отметить следующие моменты:

- возникновение опасных геодинамических явлений, при проведении проектных решений, не ожидается;
 - передвижение автотранспорта в значительной мере предусматривается в пределах, нарушенных в процессе предшествующей деятельности зон, нарушение почвенно-растительного слоя на других участках будет минимальным;
- существенного влияния на рельеф и почвообразующий субстрат, проектируемые работы не окажут.

9.6 Радиационная безопасность

При работе с радиоактивными отходами должны быть учтены все виды лучевого воздействия на персонал и население, предусмотрены защитные мероприятия, снижающие суммарную дозу от всех источников внешнего и внутреннего облучения до уровней, не превышающих предельно-допустимой дозы (ПДД), или предела для соответствующей категории облучаемых лиц.

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения углеводородов, средства их транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с углеводородами и пластовыми водами, места разливов углеводородов и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А - 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б - 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не должна превышать - 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать - 1 мЗв в год.

9.7 Ликвидация аварийных ситуаций

В случае возникновения аварийной ситуации на объектах должны руководствоваться разработанным «Планом ликвидации аварии», в котором определяются организация и производство аварийно-восстановительных работ, а также обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидационных работах.

По окончании оперативных аварийно-восстановительных работ, мониторинг состояния окружающей среды будет заключаться в проведении комплексного обследования площади, подвергшейся неблагоприятному воздействию. После определения фактических нарушений, разрабатывается План мероприятий по очистке и восстановлению (реабилитации) территории, частью которого является Программа мониторинговых работ на данной территории.

Мониторинговые наблюдения планируются в зависимости от характера и масштабов нештатных ситуаций. При этом определяются природные среды, состояние которых будет наблюдаться, частота измерений по каждой среде и измеряемые ингредиенты.

Мониторинговые работы в период аварийной ситуации отличаются, прежде всего, увеличением частоты измерений (до ежедневных в первые две недели после аварии и еженедельных на протяжении всего цикла реабилитационных работ), а также расширением числа измеряемых загрязняющих веществ. Методы отбора и анализа те же, что предусмотрены в период обычных мониторинговых работ.

После ликвидации аварийной ситуации решается вопрос о переходе вышеуказанных видов наблюдений на постояннодействующий режим мониторинга с корректировкой точек наблюдений (отбора проб) в границах зоны влияния аварии. Данные наблюдения проводятся на протяжении всего цикла реабилитации территории.

Мониторинг эмиссий. Виды работ по производственному экологическому контролю и объекты контроля

Атмосферный воздух. Для характеристики современного состояния загрязнения воздушного бассейна на месторождении Жаркум ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz» были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в 4 квартале 2022 года

специалистами ТОО «КЭСО Отан» (Аттестат аккредитации № KZ.T.08.1065 от 07.12.2020 г.).

В соответствии с действующими нормативными документами контроль загрязнения атмосферы проводился на границе санитарно-защитной зоны объектов. Отбор проб был произведен с наветренной и подветренной сторон СЗЗ в 3 точках с учётом влияния колебаний направления ветра. При проведении обследования фиксировались метеорологические условия, влияющие в значительной степени на процесс рассеивания загрязняющих веществ в контрольной точке: скорость и направление ветра, температура воздуха, атмосферное давление. На постах контролировались следующие вещества: азот оксид, углерод оксид, углеводороды C12-C19.

Контроль на границе СЗЗ за эмиссиями вредных веществ, поступающих в атмосферу, проведенный в IV квартале 2022 года показал, что содержание вредных примесей: азот оксид, углерод оксид, углеводороды C12-C19 не превышают максимально разовых предельно-допустимых концентраций (ПДК) ни по одному из определяемых ингредиентов, качество атмосферного воздуха соответствует санитарным нормам.

Радиационная обстановка. В 2022 г. согласно предоставленным отчетам по радиационному мониторингу на месторождении Жаркум мониторинговые исследования по радиационной обстановке результаты проведенных фоновых замеров мощности экспозиционной дозы гамма-излучения не превышают допустимый уровень радиационного фона по НД.

10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Управления природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Жамбылской области/Акульсерикова А.К.

11. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

На протяжении последних десятилетий доказано, что в целях увеличения продуктивности скважин месторождений со слабопроницаемыми и плотными терригенными коллекторами, наиболее эффективной и распространенной технологией является гидравлический разрыв пласта. Однако эффективность метода зависит не только от вида технологии ГРП, но и от последующего освоения, в особенности на скважинах с большой мощностью перфораций.

ГРП в газовых скважинах – это технология, применяемая для увеличения проницаемости и улучшения добычи газа из пласта. Она включает в себя создание и распространение трещин в горных породах путем впрыска жидкости под высоким давлением. ГРП позволяет повысить приток газа из пласта к скважине, что обеспечивает более эффективную добычу.

За период 2021-2023гг на скважинах №№ 103, 107 проводились ГРП специалистами и по технологии сервисной компании ТОО «PEWETE» с применением проппанта производства «Well Prop» на дизельной основе.

На скважинах №№ 103, 107 работы проведены в 2 этапа:

1. На первом этапе проводилось мини-ГРП, по результатам которого было рассчитано давление смыкания трещин;
2. На втором этапе проводилось основное ГРП с закачкой «сшитой подушки» объёмом 60 и 12 м³ соответственно при скорости подачи 3,5 – 3,17 м³/мин. Количество закаченного проппанта составило от 15 до 55 т.

Параметры работы скважин до и после ГРП представлены в таблице 11.1

Таблица 11.1 – Результаты гидравлического разрыва пласта добывающих скважин

№ скв	Дата ГРП	До ГРП		После ГРП		Эффективность		Длительность эффекта, мес
		Дебит газа, тыс. м ³ /сут	Дебит конденсата т/сут	Дебит газа, тыс. м ³ /сут	Дебит конденсата т/сут	Δ газа, тыс. м ³ /сут	Δ конденсата, т/сут	
101	18.10.2017	При освоении после бурения		11,9	0,37	11,9	0,37	3
102	01.12.2017			52,7	2,47	52,7	2,47	2
103	29.12.2017	1,0	0,001	74,0	2,25	73	2,249	2
104	15.01.2019	36,5	1,47	69,5	1,30	33	-	15
105	17.01.2019	4,3	0,70	6,3	0,87	2	0,17	6
106	31.12.2019	0,5	0,01	9,8	0,18	9,3	0,17	7
107	31.12.2019	При освоении после бурения		В эксплуатацию не вводилась				
	08.05.2021							
103	24.12.2023	6,6	0,04	В освоении				

В результате проведенных мероприятий наблюдается прирост дебита газа в среднем на 37,4 тыс.м³/сут, газоконденсата – на 1,24 т/сут на одну успешную скважино-операцию.

На рисунке 13.1 представлена тоннажность проппанта по скважинам при ГРП, где видно, что максимальный прирост дебита газа достигается при использовании 50 тонн проппанта. Анализ разницы в тоннажности проппанта можно провести на основе данных скважины №103, где проведен повторный ГРП, что увеличение первоначального объема закачиваемого проппанта при повторном ГРП не повлияло на увеличение дебита газа. Однако нельзя упускать и другие факторы, повлиявших на дебиты, это может быть основа для ГРП, в первом случае использовался дизель, во втором – вода. Учитывая слабые ФЕС коллекторов и вследствие этого интерференцию давления на сегодняшний день ГРП остается одним из основных мероприятий увеличения добычи при правильном его дизайне и подборе тоннажности проппанта и самого проппанта. Также рекомендуется обязательное сопровождение ГДИС до и после самого ГРП для прослеживания эффекта и дальнейшего редизайна.

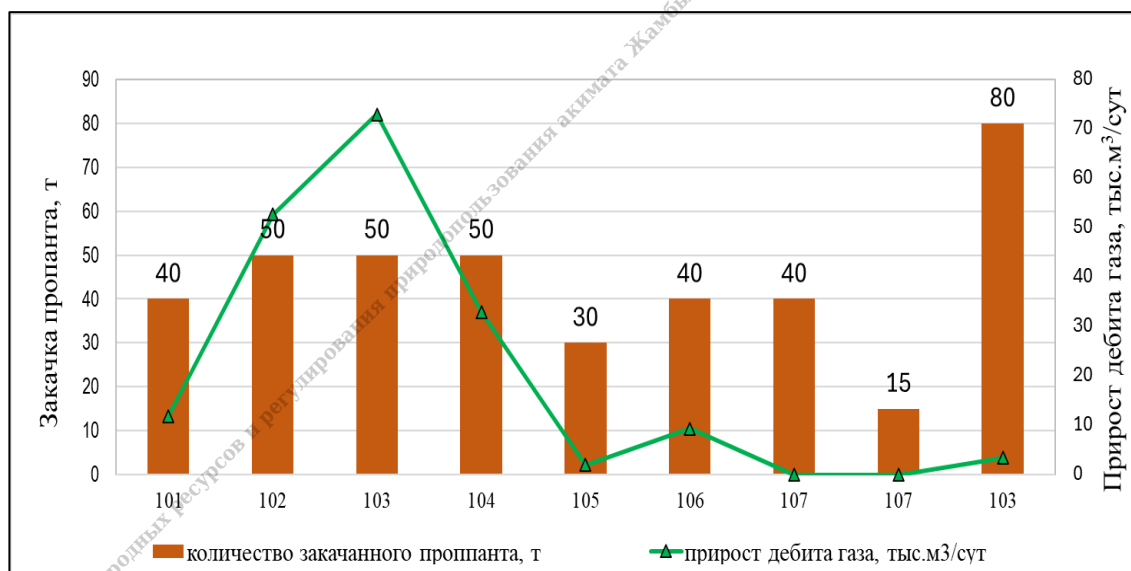


Рис.13.1 – Прирост дебитов после ГРП в зависимости от тоннажности закачанного проппанта

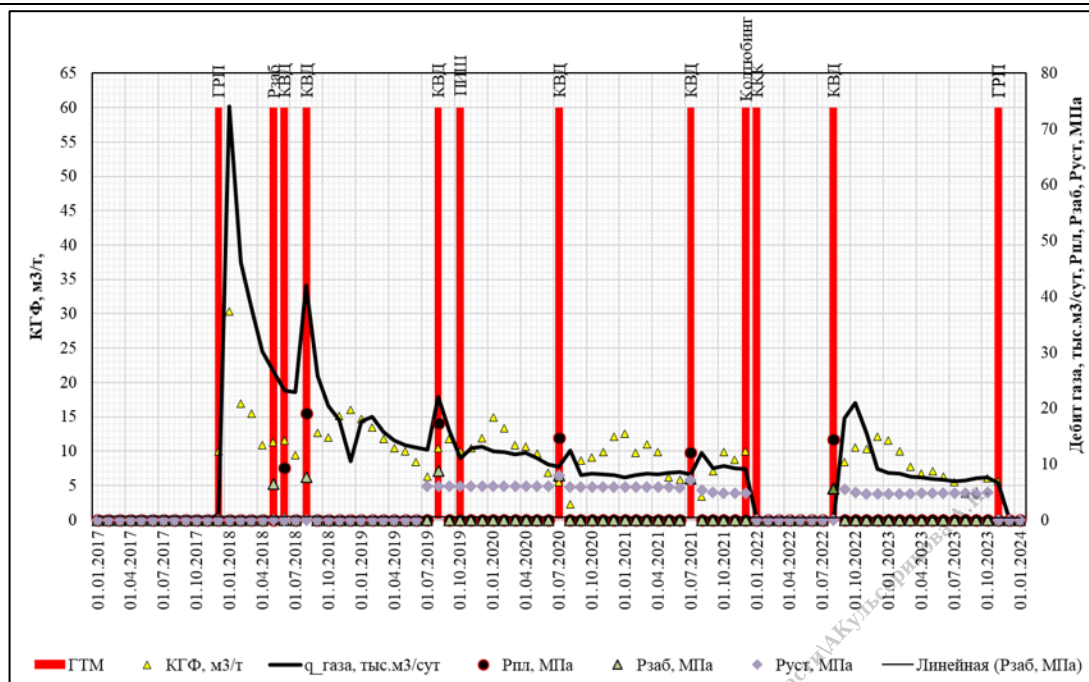


Рис.13.2 – Динамика разработки скважины №103

Рекомендуемый четвертый вариант настоящего отчёта предусматривает применение ГРП после бурения в 9 скважинах, также повторный ГРП в скважине №101 в нижневизейском продуктивном горизонте (C_{1v1}). Для проведения опытно-промысловых испытаний по ГРП на скважинах №№101, 108 предлагается использовать технологию «HiWAY» от компании «Schlumberger». При получении положительных результатов данных испытаний рекомендуется расширить применение этой технологии на 8 остальных скважин.

Технология «HiWAY» включает в себя следующие работы:

- Проведение информационного мини-ГРП по технологии «DataFRAC». Результаты мини-ГРП позволяют скорректировать расписание закачки основного ГРП для достижения оптимальных параметров трещины.
- После мини-ГРП проводить основной ГРП, включающий в себя закачку проппанта объемом от 50 до 60 тонн.

В технологии «HiWAY» используются растворимые волокна, за счет этого проппант более эффективно удерживается в подвешенном состоянии и меньше оседает из кровельной части трещины вниз. А после закрытия трещины волокна растворяются и выносятся на поверхность, не препятствуя дальнейшему движению углеводородов.

Проведение ГРП по технологии «HiWAY» дало положительные результаты на месторождении Амангельды.

Для реализации мероприятия по ГРП выбраны блоки 1 и 2 первого объекта нижневизейского горизонта 9 скважинах после бурения, также повторный ГРП в скважине №101.

Преимущества гидроразрыва пласта в газовых скважинах из бурения включают:

- Увеличение проницаемости пласта и улучшение потока газа к скважине.
- Раскрытие новых зон пласта и повышение общего объема добычи газа.
- Увеличение эффективности добычи из сложных геологических условий

Однако применение ГРП из бурения также требует тщательного планирования, контроля и экспертизы, чтобы достичь оптимальных результатов. Учет местных условий и нормативов также является важным аспектом при использовании этой технологии.

За счет применения технологии в пласте происходит значительное увеличение дебитов скважин.

12. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование. Исполнение обязательства по ликвидации производится согласно Программе ликвидации последствий деятельности недропользования по общей сметной стоимости отчислений в Ликвидационный фонд и аккумулируется на специальном депозитном счете банка Республики Казахстан.

На депозитный счет предприятия на дату 01.01.2026 года перечислено **82 548 900 тенге**.

Для определения размера ликвидационных расходов в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на ликвидацию объектов промышленного обустройства;
- расчет затрат на рекультивацию земли;

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению состоят из суммарных затрат на ликвидацию скважин, затрат на демонтажные работы объектов обустройства промысла, рекультивацию земли.

Расчет затрат на ликвидацию скважин

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании аналогов месторождений по фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину, с учетом количества планируемых к выбытию скважин на конец разработки месторождения.

Стоимость ликвидации эксплуатационной скважины составила 5 333 333 тенге.

Количество скважин, к ликвидации – 8 единиц.

Таблица 12.1 – Стоимость ликвидации скважины

Наименование показателей	Количество	Стоимость, тенге	Итого, тенге
Ликвидация скважин	8	5 333 333	42 666 667

Расчет затрат на ликвидацию объектов наземного обустройства

При расчете затрат ликвидации объектов наземного обустройства был составлен перечень и определена предполагаемая стоимость демонтажа наземных объектов.

Таблица 12.2 – Стоимость демонтажа наземных объектов

Наименование показателей	Стоимость, тенге
Демонтаж наземного обустройства	6 540 365
Демонтаж технологических объектов	28 999 349
Технологические трубопроводы	1 256 210
Шлейфы от скважин	17 255 745
Демонтаж технологических объектов ГСП	52 713 457
Демонтаж пожарных оборудования	1 312 895
Демонтаж вспомогательных сооружений	5 811 341
Электрооборудование	3 074 576
Технологические трубопроводы	2 070 668
Газопровод Айракты-Жаркум-Амангелды	29 734 497
Итого	148 769 103

Расчет объема рекультивируемых земель рассчитан исходя из общего объема рекультивации 5640м³, затраты на рекультивацию составили **14 099 267** тенге.

Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 12.3.

Таблица 12.3 – Расчет удельного норматива

Наименование показателей	Стоимость, тенге
Рекультивация	14 099 267
Ликвидация скважин, 2100м	42 666 667
Демонтаж наземного обустройства	6 540 365
Демонтаж технологических объектов	28 999 349
Технологические трубопроводы	1 256 210
Шлейфы от скважин	17 255 745
Демонтаж технологических объектов ГСП	52 713 457
Демонтаж пожарных оборудования	1 312 895
Демонтаж вспомогательных сооружений	5 811 341
Электрооборудование	3 074 576
Технологические трубопроводы	2 070 668
Газопровод Айракты-Жаркум-Амангелды	29 734 497
Платежи за выбросы	4 110 701
Итого	209 645 737
Накопленные ЛФ	82 548 900
Отчисления подлежащие накоплению	309 843 560
Накопленная добыча газа	1000,295
Норматив отчислений, млн.тенге	0,3098

В таблице 12.4 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам до конца контрактного периода по рекомендуемому варианту.

Таблица 12.4 – Расчет ежегодных ликвидационных отчислений

Годы	Добыча газа, млн.м3.	Норматив отчислений, тенге	Ликвидационные отчисления, ты.тенге
2026	33,124	0,3098	10,260
2027	32,574	0,3098	10,090
2028	34,058	0,3098	10,549
2029	34,602	0,3098	10,718
2030	35,083	0,3098	10,867
2031	33,820	0,3098	10,476
2032	33,092	0,3098	10,250
2033	32,066	0,3098	9,933
2034	31,376	0,3098	9,719
2035	30,748	0,3098	9,524
2036	29,961	0,3098	9,281
2037	29,677	0,3098	9,193
2038	28,851	0,3098	8,937
2039	28,573	0,3098	8,850
2040	28,024	0,3098	8,681
2041	27,260	0,3098	8,444
2042	26,791	0,3098	8,299
2043	26,260	0,3098	8,134
2044	25,785	0,3098	7,987
2045	25,151	0,3098	7,791
2046	24,640	0,3098	7,632
2047	23,988	0,3098	7,430
2048	23,214	0,3098	7,191
2049	22,470	0,3098	6,960
2050	21,792	0,3098	6,750
2051	21,150	0,3098	6,551
2052	20,418	0,3098	6,325
2053	19,583	0,3098	6,066
2054	18,726	0,3098	5,800
2055	17,928	0,3098	5,553
2056	17,253	0,3098	5,344
2057	16,507	0,3098	5,113
2058	15,814	0,3098	4,898
2059	14,915	0,3098	4,620
2060	14,070	0,3098	4,358
2061	13,083	0,3098	4,052
2062	12,242	0,3098	3,792
2063	11,531	0,3098	3,572
2064	10,788	0,3098	3,342
2065	9,993	0,3098	3,095
2066	9,024	0,3098	2,795
2067	8,614	0,3098	2,668
2068	7,991	0,3098	2,475
2069	6,613	0,3098	2,048
2070	6,070	0,3098	1,880
2071	5,000	0,3098	1,549
Итого	1000,295		309,844

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Управления природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Жамбылской области/Акульсерикова А.К.

а) Опубликованная литература

- [1] Правительство РК Кодекс РК «О недрах и недропользовании», утвержденный постановлением Правительства РК №125-VI от 27.12.2017г, г. Астана, 2017г;
- [2] Правительство РК Кодекс РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)» от 25.12.2017г №120-VI ЗРК, с изменениями и дополнениями по состоянию на 27.11.2019 г., г. Астана, 2019 г.;
- [3] Правительство РК «Экологический кодекс РК», утвержденный постановлением Правительства РК №400-VI-ЗРК от 02.01.2021 г., г. Нур-Султан, 2021 г.;
- [4] Правительство РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239, г. Астана, 2018г;
- [5] Правительство РК «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г №355, с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.11.2019 г. № 872, г. Астана, 2019 г.;
- [6] Правительство РК «Правила безопасности при сборе, подготовке и транспортировании нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности», г. Астана, 2013г;
- [7] ВНИИ РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений», г. Москва, 1982г;
- [8] Правительство РК «Единая методика расчета организациями местного содержания при закупке товаров, работ и услуг», утвержденная приказом Министра по инвестициям и развитию РК №87 от 30.01.2015г, г. Астана, 2015г;

- [9] Правительство РК «Методические рекомендации по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений». Министра энергетики РК, г. Астана, 2018г;
- [10] Ширковский А.И. «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», г. Москва, «Недра», 1987г.
- [11] Правительство РК «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденные приказом от 30.12.2014г №355, с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.11.2019г, утвержденными приказом №872), г.Астана, 2019г;

б) Фондовая литература

- [12] Мамбетов У.М.
Филиппев Г.П.
Копкина Л.Н. и др. «Подсчет запасов природных газов месторождений Амангельды и Айракты в Муюнкумской впадине Чу-Сарысуиской депрессии», Южно-Казахстанская нефтеразведочная экспедиция ПГО «Казнефтегазразведка», г.Шымкент, 1981 г.;
- [13] Бигараев А.Б.
Воронкова Л.С.
Жарылгаганова К.С. и др. «Пересчет запасов газа нижневизейского продуктивного горизонта месторождения Амангельды Жамбылской области Республики Казахстан по состоянию на 01.09.1996г.», ТОО «Мунайгазгеолсервис», г.Алматы, 1996г;
- [14] Герштанский О.С.
Чагай В.Г.
Сарбуфина З.И. и др. «Подсчет запасов газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Амангельды по состоянию на 01.01.2006 г.», АО «НИПИнефтегаз», г.Актау, 2007г;
- [15] ТОО «Даке Барлау» «Проект оценочных работ месторождения Айракты», ТОО «Даке Барлау», г. Тараз, 2011 г.
- [16] ТОО «НПЦ» «Дополнение к проекту оценочных работ месторождения Айракты», ТОО «НПЦ», 2014 г.
- [17] ТОО «МКБ-АЛ» «Пересчет запасов газа, конденсата и попутных компонентов нижневизейского (C1v1) яруса месторождения Айракты», ТОО «МКБ-АЛ», 2015 г.
- [18] Карайдарова А.Н.
Малютина А.Е.
Турнияз М.Б. и др. «Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Айракты», ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», 2016 г.

- [19] Карайдарова А.Н.
Малютина А.Е.
Пустовалова С.С. и др. «Анализ разработки месторождения Айрақты», ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», 2019 г.
- [20] ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» Пересчет запасов газа, конденсата и попутных компонентов по нижневизейскому горизонту (C_{1v1}), оценка ресурсов углеводородов по 3-м горизонтам (C_{1sr}, C_{1v2}, C_{1t}) месторождения Айрақты, Жамбылской области Республики Казахстан», ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», 2021 г.
- [21] Карайдарова А.Н.
Малютина А.Е.
Абекеева К.М. С.С. и др. «Проект разработки месторождения Айрақты по состоянию на 01.07.2021 г.», ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», г.Актау, 2019 г.;
- [22] Туленбаева Б.Р.
Сагимбаева С.Е.
Қоныс А.Б. и др. «Анализ разработки месторождения Айрақты.», ТОО , г.Актау, 2019 г.;

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Управления природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Жамбылской области/Акульсерикова А.К.