

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«СОВМЕСТНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «КАЗГЕРМУНАЙ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №21033693

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО СП «КАЗГЕРМУНАЙ»

З. К. Киякбаев

2026г

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКСАЙ ЮЖНЫЙ

(по состоянию на 01.01.2026г)

Договор №1175843/2026/1 от 06.01.2026г

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

А.С. Марданов

Заместитель директора Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг» по производству

А. Ж. Шагильбаев

г. Атырау, 2026г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	12
ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	18
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	20
2.1. Характеристики геологического строения	20
2.1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика.....	20
2.1.2. Тектоника.....	23
2.1.3. Нефтегазоносность	44
2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	54
2.3. Свойства и состав нефти, газа, конденсата и воды	60
2.3.1. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.....	61
2.3.2. Состав и свойства пластового газа	63
2.3.3. Состав и свойства стабильного конденсата	63
2.3.4. Состав и свойства нефти в пластовых условиях	66
2.3.5. Компонентный состав и свойства газа	69
2.3.6. Состав и свойства пластовых вод	71
2.4. Физико-гидродинамическая характеристика	72
2.5. Запасы нефти, газа и конденсата.....	77
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	84
3.1. Анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов	85
3.2. Анализ текущего состояния разработки месторождения и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	91
3.2.1. Анализ структуры фонда скважин и текущих дебитов, технологических показателей разработки	91
3.2.2. Анализ технологических показателей разработки	97
3.2.3. Сравнение проектных и фактических показателей разработки.....	110
3.2.4. Анализ выработки запасов углеводородов и текущего состояния разработки	118
3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов.....	124
3.3.1. Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов принятых для расчета технологических показателей разработки	124
3.4. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	128
3.4.1. Обоснование выделения объектов разработки	128
3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	131
3.4.3. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	132
3.5. Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	134
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	138
4.1. Технологические показатели вариантов разработки.....	138
4.2. Технико-экономические показатели вариантов разработки.....	144

4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения (КИГ) из недр	151
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	152
6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА	154
6.1. Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	154
6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	157
6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	159
6.4. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	165
6.5. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству закачиваемого агента	167
7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	168
7.1. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	168
7.2. Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	174
8. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	177
8.1. Выполнение мероприятий по контролю за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования	177
8.2. Рекомендуемые мероприятия по контролю за разработкой месторождения	179
9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	188
9.1. Климатические условия расположения месторождения	188
9.2. Организация контроля над выбросами	189
9.3. Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)	191
9.4. Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения	192
9.5. Производственные отходы предприятия	194
9.6. Охрана недр	195
10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	198
11. ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	199
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	202
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	205

СПИСОК ТАБЛИЦ

ТАБЛИЦА 2.2.1 – ХАРАКТЕРИСТИКА ОТБОРА КЕРНА.....	54
ТАБЛИЦА 2.2.3 - СТАТИСТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ ПО ЗАЛЕЖАМ	56
ТАБЛИЦА 2.2.4 - ХАРАКТЕРИСТИКА ТОЛЩИН ЗАЛЕЖЕЙ	56
ТАБЛИЦА 2.2.5 – ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ И НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ	57
ТАБЛИЦА 2.3.2 - СВОЙСТВА ПЛАСТОВОГО ГАЗА	65
ТАБЛИЦА 2.3.3 - ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОНДЕНСАТА	65
ТАБЛИЦА 2.3.4 - СОСТАВ И СВОЙСТВА НЕФТИ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ	68
ТАБЛИЦА 2.3.5 - КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗА	70
ТАБЛИЦА 2.4.1 – ВИДЫ И ОБЪЕМ СПЕЦИАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ПРОВЕДЁННЫХ НА КЕРНЕ	72
ТАБЛИЦА 2.4.2 – РЕЗУЛЬТАТЫ ПО КАПИЛЛЯРНОМУ ДАВЛЕНИЮ МЕТОДОМ ПОЛУПРОНИЦАЕМОЙ МЕМБРАНЫ.....	72
ТАБЛИЦА 2.4.3 – РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ В СИСТЕМЕ ВОДА-НЕФТЬ.	76
ТАБЛИЦА 2.4.4 – ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ ПО ЗОНАМ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ.....	76
ТАБЛИЦА 2.5.1 - СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И РАСТВОРЕННОГО ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКСАЙ ЮЖНЫЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2026Г.....	79
ТАБЛИЦА 2.5.2 - СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ ГАЗА ГАЗОВЫХ ШАПОК МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКСАЙ ЮЖНЫЙ ПО СОСТОЯНИЮ 01.01.2026 Г.	81
ТАБЛИЦА 3.2.3 - ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ I ОБЪЕКТА.....	107
ТАБЛИЦА 3.2.4 - ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ III ОБЪЕКТА	108
ТАБЛИЦА 3.2.5 - ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ В ЦЕЛОМ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ	109
ТАБЛИЦА 3.2.6 - СРАВНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО I ОБЪЕКТУ.....	113
ТАБЛИЦА 3.2.7 - СРАВНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО III ОБЪЕКТУ.....	114
ТАБЛИЦА 3.2.8 - СРАВНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	116
ТАБЛИЦА 3.2.11 - ПОКАЗАТЕЛИ ФАКТИЧЕСКОЙ ВЫРАБОТАННОСТИ ЗАПАСОВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ЦЕЛОМ ПО ГОРИЗОНТАМ.....	123
ТАБЛИЦА 3.4.1 - ИСХОДНЫЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ.....	129
ТАБЛИЦА 3.4.2 - АДРЕСНАЯ ПРОГРАММА РЕКОМЕНДУЕМЫХ ГТМ ПО 1 ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ	131
ТАБЛИЦА 3.4.3 - АДРЕСНАЯ ПРОГРАММА РЕКОМЕНДУЕМЫХ ГТМ ПО 2 ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ	131
ТАБЛИЦА 4.1.1 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН I ОБЪЕКТА. ВАРИАНТ 2 (РЕКОМЕНДУЕМЫЙ)	139

ТАБЛИЦА 4.1.2 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ I ОБЪЕКТА. ВАРИАНТ 2 (РЕКОМЕНДУЕМЫЙ).....	139
ТАБЛИЦА 4.1.3 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН II ОБЪЕКТА. ВАРИАНТ 2 (РЕКОМЕНДУЕМЫЙ)	140
ТАБЛИЦА 4.1.4 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ II ОБЪЕКТА. ВАРИАНТ 2 (РЕКОМЕНДУЕМЫЙ).....	140
ТАБЛИЦА 4.1.5 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН III ОБЪЕКТА. ВАРИАНТ 2 (РЕКОМЕНДУЕМЫЙ)	141
ТАБЛИЦА 4.1.6 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ III ОБЪЕКТА. ВАРИАНТ 2 (РЕКОМЕНДУЕМЫЙ)	141
ТАБЛИЦА 4.1.7 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ВАРИАНТ 2 (РЕКОМЕНДУЕМЫЙ).....	142
ТАБЛИЦА 4.1.8 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ВАРИАНТ 2 (РЕКОМЕНДУЕМЫЙ).....	142
ТАБЛИЦА 8.1.1 - КОЛИЧЕСТВО ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ С НАЧАЛА РАЗРАБОТКИ	178
ТАБЛИЦА 8.2.1 - РЕКОМЕНДУЕМЫЙ КОМПЛЕКС ИССЛЕДОВАНИЙ ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ.....	187

СПИСОК РИСУНКОВ

РИСУНОК 1.1 - ОБЗОРНАЯ КАРТА	19
РИСУНОК 2.1.1 - РАСПОЛОЖЕНИЕ РАЙОНА РАБОТ В РЕГИОНАЛЬНОМ ТЕКТОНИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ. РАСПОЛОЖЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЮЖНО-ТУРГАЙСКОМ ПРОГИБЕ НА ОСНОВЕ РЕГИОНАЛЬНОГО ТЕКТОНИЧЕСКОГО (СДВИГОВОГО) СТРОЕНИЯ.....	24
РИСУНОК 2.1.2 - РАСПОЛОЖЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЮЖНО-ТУРГАЙСКОМ ПРОГИБЕ НА ОСНОВЕ РЕГИОНАЛЬНОГО ТЕКТОНИЧЕСКОГО (СДВИГОВОГО) СТРОЕНИЯ.....	25
РИСУНОК 2.1.3 - ГЛАВНЫЕ ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ И ХАРАКТЕР ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ДВИЖЕНИЙ, И ГЛАВНЫЕ СТРУКТУРНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ (ГОРСТЫ И ГРАБЕНЫ).....	26
РИС. 2.1.4 – ТЕКТОНИЧЕСКАЯ СХЕМА АРЫСКУМСКОГО ПРОГИБА ЮЖНО-ТОРГАЙСКОЙ ВПАДИНЫ	28
РИС. 2.1.5 – АРЫСКУМСКИЙ ПРОГИБ. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ПО ЛИНИИ АРЫСКУМ – УЛЫТАУ (ПО МАТЕРИАЛАМ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ЖУРНАЛА «НЕФТЬ И ГАЗ» – 2013 – №5, С 75-81).....	29
РИС.2.1.6 - ВРЕМЯ ПОСЛЕДНЕЙ РЕАКТИВАЦИИ НАРУШЕНИЙ, ВРЕМЕННАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ ПАЛЕОЗОЯ.....	33
РИС.2.1.7 - СЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ СРЕЗЫ КОГЕРЕНТНОСТИ НА РАЗНЫХ УРОВНЯХ	34
РИС.2.1.8 - ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В КУМКОЛЬСКОЕ ВРЕМЯ И ПОЗДНЕЕ.....	35
РИС. 2.1.9 - ФРАГМЕНТ СТРУКТУРНОЙ КАРТЫ ПО ОТРАЖАЮЩЕМУ ГОРИЗОНТУ U-III-1 (ОТРАЖАЮЩИЙ ГОРИЗОНТ НА УРОВНЕ ЮРСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА Ю-III-1)	37
РИС. 2.1.10 – ФРАГМЕНТ СТРУКТУРНОЙ КАРТЫ ПО ОТРАЖАЮЩЕМУ ГОРИЗОНТУ U-II-1 (ОТРАЖАЮЩИЙ ГОРИЗОНТ НА УРОВНЕ ЮРСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА Ю-II-1).....	38
РИС. 2.1.11 – СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО ОТРАЖАЮЩЕМУ ГОРИЗОНТУ U-I (ОТРАЖАЮЩИЙ ГОРИЗОНТ НА УРОВНЕ ЮРСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА Ю-I).....	39
РИС. 2.1.12 – СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО ОТРАЖАЮЩЕМУ ГОРИЗОНТУ U-0-2 (ОТРАЖАЮЩИЙ ГОРИЗОНТ НА УРОВНЕ ЮРСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА Ю-0-2).....	40
РИС. 2.1.13 – СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО ОТРАЖАЮЩЕМУ ГОРИЗОНТУ U-0-1 (ОТРАЖАЮЩИЙ ГОРИЗОНТ НА УРОВНЕ ЮРСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА Ю-0-1).....	41
РИС. 2.1.14 – СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО ОТРАЖАЮЩЕМУ ГОРИЗОНТУ II (ОТРАЖАЮЩИЙ ГОРИЗОНТ, ПРИУРОЧЕННЫЙ К ПОДОШВЕ ОТЛОЖЕНИЙ ТУРОН-СЕНОНА).....	43
РИС. 2.1.15 – СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО ОТРАЖАЮЩЕМУ ГОРИЗОНТУ I (ОТРАЖАЮЩИЙ ГОРИЗОНТ, ПРИУРОЧЕННЫЙ К ПОДОШВЕ ОТЛОЖЕНИЙ ПАЛЕОГЕНА).....	44
РИСУНОК 3.2.6 - РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УВ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОБЪЕКТАМ	118

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

ТАБЛИЦА П. 4.1.1 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН I ОБЪЕКТА. ВАРИАНТ 1	206
ТАБЛИЦА П. 4.1.2 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ I ОБЪЕКТА. ВАРИАНТ 1	206
ТАБЛИЦА П. 4.1.3 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН II ОБЪЕКТА. ВАРИАНТ 1	207
ТАБЛИЦА П. 4.1.4 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ II ОБЪЕКТА. ВАРИАНТ 1	207
ТАБЛИЦА П. 4.1.5 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН III ОБЪЕКТА. ВАРИАНТ 1	208
ТАБЛИЦА П. 4.1.6 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ III ОБЪЕКТА. ВАРИАНТ 1	208
ТАБЛИЦА П. 4.1.7 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ВАРИАНТ 1	209
ТАБЛИЦА П. 4.1.8 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ВАРИАНТ 1	209
ТАБЛИЦА П. 4.2.1 - КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ (ВАРИАНТ 1)	210
ТАБЛИЦА П. 4.2.2 - БЮДЖЕТНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ (ВАРИАНТ 1)	210
ТАБЛИЦА П. 4.2.3 - ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ДОХОД (ВАРИАНТ 1)	210
ТАБЛИЦА П.4.2.4 - РАСЧЕТ ОПЕРАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ (ВАРИАНТ 1)	211
ТАБЛИЦА П.4.2.5 - АНАЛИЗ ДВИЖЕНИЯ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ПРЕДПРИЯТИЯ ПОСЛЕ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ (ВАРИАНТ 1)	213
ТАБЛИЦА П.11.1 – СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ	215
ТАБЛИЦА П.11.2 – ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА ДЕМОНТАЖА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБОРУДОВАНИЙ И МАТЕРИАЛОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКСАЙ ЮЖНЫЙ	216
ТАБЛИЦА П.11.3 – ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА РЕПЕР С ТУМБОЙ	221

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ прил.	Наименование	Кол. листов	Масштаб
1	2	3	4
1	Структурная карта по отражающему горизонту М-I- кровля продуктивного горизонта М-I	1	1:25000
2	Структурная карта по отражающему горизонту М-II-5 - кровля продуктивного горизонта М-II-5	1	1:25000
3	Структурная карта по отражающему горизонту М-II-4 - кровля продуктивного горизонта М-II-4	1	1:25000
4	Структурная карта по отражающему горизонту PZ - в подошве мезозойского комплекса	1	1:25000
5	Временные сейсмические разрезы Inline 2116, 2158, 2199	1	гор. 1:25000 верт. 1см=25мсек
6	Временные сейсмические разрезы Crossline 10537, 10574, 10632	1	гор. 1:25000 верт. 1см=25мсек
7	Геологический профиль по линии I-I' и II -II'	1	гор. 1:25000 верт. 1:5000
8	Геологический профиль продуктивной части по линии I- I' и II -II'	1	гор. 1:25000 верт. 1:500
9	Схема обоснования ГНК/ВНК/ГВК (Горизонты М-I, М- II-5, М-II-4)	1	верт.1:1000
10	М-I продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных газонасыщенных толщин и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1:25000
11	М-II-5 продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных газонасыщенных толщин и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1:25000
12	М-II-4 горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных газонасыщенных толщин	1	1:25000
13	Карты текущих и суммарных отборов жидкости на 01.01.2023г. I объект.	1	1:25000
14	Карты текущих и суммарных отборов жидкости на 01.01.2023г. III объект.	1	1:25000
15	Карты изобар I и III объектов на 01.01.2023г	1	1:25000
16	Карты пробуренных и проектных скважин I объекта	1	1:25000
17	Карты пробуренных и проектных скважин II объекта	1	1:25000
18	Карты пробуренных и проектных скважин III объекта	1	1:25000

Всего –18 графических приложений. на 18 листах., все - н/с

РЕФЕРАТ

Работа содержит всего 219 страниц, 80 таблиц, 32 рисунка, 15 табличных приложений, 19 графических приложений.

Ключевые слова: *НЕФТЬ, ВОДА, ОТЛОЖЕНИЯ, ПЛАСТ, ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ, БАЛАНСОВЫЕ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ, КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕОТДАЧИ, ТЕМП ОТБОРА, СКВАЖИНА, СЕТКА СКВАЖИН, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ, ЗАВОДНЕНИЕ, СЕБЕСТОИМОСТЬ, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ЗАКОН О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ, КАЗАХСТАНСКОЕ СОДЕРЖАНИЕ.*

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и добычи газа и конденсата на месторождении. В проекте приведены геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах УВ в пластовых и поверхностных условиях.

Выполнен анализ геофизических, гидродинамических исследований скважин и пластов, результатов промысловых исследований, текущего состояния разработки, проведена оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда, проанализирована эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены 2 варианта разработки.

Все варианты рассчитаны по статическому методу и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки газоконденсатных месторождений. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю за разработкой, доразведке месторождения, охране недр и окружающей среды.

Область применения - месторождение Аксай Южный.

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазоконденсатное месторождение Аксай открыто в 1988г получением фонтанного притока нефти в скважине №1 из отложений арыкумского горизонта нижнего неокома нижнего мела. Нефтегазоносность месторождения связана с арыкумскими отложениями (нижняя толща – продуктивный горизонт М-II-4, верхняя толща – горизонты М-I, М-II-5). Согласно Лицензии серии МГ №2в от 15.11.1996г недропользователем месторождения Аксай является ТОО СП «Казгермунай» (далее – «КГМ»).

В 1986-1987гг, 1989г, 2001г на площади месторождения проведены сейсморазведочные работы.

В 1988-1992гг, 2002г, 2003г, 2007г проводились бурение и опробование глубоких поисковых и разведочных скважин.

В 2001г на месторождении Аксай на площади 180 км² проведены объемные сейсморазведочные работы 3D, результаты которых позволили уточнить геологическую модель северной и центральной частей месторождения.

В 2001г ЗАО «НИПИнефтегаз» был составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Аксай» [14] (Протокол ЦКР МЭиМР №17 от 13.06.2002г), который предусматривал бурение 2 опережающих добывающих скважин (№№23, 24), расконсервацию разведочных скважин и их пробную эксплуатацию с целью оценки возможностей добычи сырья выявленных продуктивных горизонтов и подготовки исходных данных для подсчета запасов углеводородов. Пробная эксплуатация двух основных объектов (нефтегазовых залежей горизонта М-I и нефтяных залежей горизонта М-II-4) месторождения проходила с 2002г по 2005г, в процессе которой проводилась доразведка залежей месторождения, уточнение геологического строения и емкостно-фильтрационных характеристик коллекторов.

На базе уточненной модели геологического строения ТОО «Мунайгазгеосервис» в 2003г был выполнен «Отчёт по подсчёту запасов нефти и газа месторождения Аксай по состоянию изученности на 01.01.2003г» [15] (Протокол ГКЗ РК № 223-03-У от 18.04.2003г), в котором месторождение Аксай было принято, как нефтегазовое.

В 2003г ЗАО «НИПИнефтегаз» и далее АО «НИПИнефтегаз» в 2004г и 2005г были составлены отчеты по авторским надзорам за 2002г, 2003-2004гг и 2004-2005гг соответственно [16-18].

В 2005г на месторождениях Аксай и Нуралы, была проведена совместная переинтерпретация сейсмических материалов 3D компанией «Пи Джи Эс Оншор, Инк.», с целью более детального изучения площади работ, в результате которого был выполнен сейсмический куб. При интерпретации ранее проведенных сейсмических работ

существенных изменений в строении месторождения не установлено. По истечении первоначально утвержденного срока пробной эксплуатации (2 года), месторождение было признано недоизученным и неготовым к этапу промышленной разработки, в связи с чем решением ЦКР МЭ и МР РК (Протокол № 31 от 23.02.2005г) был продлен срок пробной эксплуатации месторождения Аксай еще на год – до 23.02.2006г с разрешением на бурение двух опережающих эксплуатационных скважин и уточненными технологическими показателями до конца периода действия проектного документа.

С 2006г по 01.01.2011г месторождение находилось в консервации по причине отсутствия на месторождении системы сбора и подготовки углеводородов после окончания периода пробной эксплуатации.

В 2010г институтом АО «КазНИПИМунайгаз» был выполнен «Подсчёт запасов нефти и газа месторождения Аксай по состоянию изученности на 02.01.2010г» [19], утвержденный ГКЗ РК 21.07.2010г Протоколом №948-10-У. Согласно отчету, месторождение Аксай было установлено как газоконденсатнонефтяное с 10 продуктивными залежами, из которых: 4 – нефтяные, 4 – газоконденсатнонефтяные, 1 – газоконденсатная и 1 – нефтегазоконденсатная.

В 2010г институтом АО «НИПИнефтегаз» был выполнен «Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Аксай» [20] по состоянию на 01.01.2010г, который был утвержден на 3 года по II варианту опытно-промышленной эксплуатации пяти объектов (I объект – газоконденсатнонефтяная залежь горизонта М-I Южного поднятия; II объект – нефтегазоконденсатная залежь горизонта М-II-5 Южного поднятия; III объект – газоконденсатная залежь горизонта М-II-4 Южного поднятия; IV объект – газоконденсатнонефтяная залежь горизонта М-I Центрального поднятия; V объект – газоконденсатнонефтяная залежь горизонта М-I Северного поднятия) на режиме истощения, вводом в эксплуатацию 17 новых добывающих скважин из бурения.

В 2011г институтом АО «НИПИнефтегаз» был выполнен проект «Технологическая схема разработки месторождения Аксай» [21], согласно которому в промышленную разработку вступали 5 залежей, содержащих запасы углеводородов категории C₁, из которых 1 – нефтегазоконденсатная, 1 – газоконденсатнонефтяная, 1 – газоконденсатная с нефтяной оторочкой и 2 – нефтяные. Проект был утвержден на 3 года по рекомендуемому II варианту разработки.

После утверждения «Технологической схемы ...» [21], несмотря на отставание по обустройству месторождения, бурение скважин согласно проектному документу осуществлялась в основном в запроектированном на 2012-2014гг объеме, как и ввод скважин из консервации. В связи с чем, согласно решению Комитета геологии и

недропользования МИИНТ (Письмо от 23.08.2013г) ввод в разработку и эксплуатацию месторождения Аксай был перенесен на I полугодие 2014г. Однако по факту к тому времени на месторождении было осуществлено только бурение и испытание скважин.

В 2014г институтом АО «НИПИнефтегаз» были выполнены 2 отчета по авторским надзорам: 1) «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки нефтяных залежей месторождения Аксай по состоянию на 01.10.2014г» [22]; 2) «Авторский надзор за реализацией ОПЭ газоконденсатных залежей месторождения Аксай по состоянию на 01.10.2014г» [23], которые были представлены в ЦКРР РК от 12.12.2014г и приняты к сведению (письма КомГео МИИР РК №27-1-199-И от 29.01.2015г, №27-5-234-И от 03.02.2015г). В отчетах был проведен анализ текущего состояния и выявлены причины отставания в выполнении проектных решений, основная из которых – перенос ввода в разработку месторождения на I полугодие 2014г в связи с необходимостью завершения обустройства всего месторождения. В отчетах были скорректированы технологические показатели разработки с учетом последних пробуренных новых скважин и текущего состояния разработки нефтяных залежей и ОПЭ газоконденсатных залежей месторождения на дату 01.10.2014г.

В 2016г АО «НИПИнефтегаз» был выполнен отчет по «Пересчету запасов нефти, газа и конденсата месторождений Аксай и Южный Аксай Кызылординской области Республики Казахстан» (по состоянию на 02.01.2016г)», [24] утвержденный ГКЗ РК согласно Протоколу №1727-16-У от 22.11.2016г. По результатам отчета месторождение Аксай было разделено на два самостоятельных месторождения Аксай, включающее в себя Северное и Центральное поднятие и месторождение Аксай Южный, включающее в себя Южное поднятие.

На месторождении Южный Аксай за весь период разведки и опытно-промышленной эксплуатации было пробурено 16 скважин, большая часть из которых пробурена на газоконденсатные залежи. И только одной скважиной (№11) была вскрыта нефтяная оторочка в горизонтах М-I и М-II-5. Согласно Протоколу ГКЗ РК № 1727-16-У запасы нефтяной оторочки горизонта М-II-5 были переведены в забалансовые. Ввод в разработку нефтяной оторочки согласно ранее утвержденной «Технологической схемы ...» 2011г в составе нефтяных объектов согласно решению Комитета геологии и недропользования МИИНТ (письмо от 23.08.2013 г.) был перенесен на I полугодие 2014г, в связи с чем при реализации проектных решений за первый проектный 2012 год приравнен 2014г.

В 2018г АО «НИПИнефтегаз» был составлен «Проект промышленной разработки газоконденсатных залежей месторождения Южный Аксай» [25], утвержденный Комитетом Геологии и недропользования МИР РК согласно письму №27-5-91-И от 17.01.2018г на

основе Протокола ЦКРР РК №93/10 от 08.12.2017г). В рамках проекта согласно рекомендуемому I варианту разработки предусматривалось ввод из освоения 8 скважин.

В 2021г ГКЗ РК был утвержден отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата месторождения Аксай Южный Кызылординской Области Республики Казахстан» [27], составленный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» по состоянию изученности на 02.01.2021г (Протокол №2382-21-У от 03.12.2021г).

В 2022г был на основе утвержденных запасов УВС месторождения был утвержден новый «Проект разработки газоконденсатного месторождения Аксай Южный» [28], составленный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг», согласно которому в настоящее время ведется промышленная разработка месторождения. Согласно проекту предусматривалось вовлечение в разработку газоконденсатных залежей всех объектов месторождения путем расконсервации скважин и переводов скважин между объектами, удержание полки добычи газа планировалось на уровне 100 млн. м³ до 2031г с дальнейшим постепенным снижением уровня добычи. Согласно Письму утверждения Министерства Энергетики РК №04-0/2270-вн от 10.03.2022г на основе Протокола заседания ЦКРР №23/5 от 24.02.2022г проект был утвержден до конца рентабельного периода при условии продления Контракта №39 от 28.05.1996г в установленном Законодательством порядке – до конца 2024г.

В 2024г был на основе актуальных запасов УВС месторождения было утверждено «Дополнение к проекту разработки месторождения Аксай Южный» [29]. Работа проведена научно-исследовательским проектным институтом Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг». Согласно проекту предусматривалось дополнительно ввод из бурения 2 новых добывающих вертикальных скважин (скважина №38 в 2029г на III объект и скважина №39 в 2030г на II объект) при удерживании максимального периода полки добычи газа на уровне свыше 100 млн. м³. Удержание полки добычи газа на уровне свыше 100 млн. м³ обеспечивалось с 2028г до 2033г, после чего отмечалось снижение пластовых и устьевых давлений и постепенное снижение уровней добычи. Согласно Письму утверждения Министерства Энергетики РК № 04-0/2428-вн от 30.04.2024г на основе Протокола заседания ЦКРР №50/1 от 18.04.2024г проект был утвержден до конца рентабельного периода.

В 2025г был на основе актуальных запасов УВС месторождения был утвержден «Анализ разработки месторождения Аксай Южный» [30]. Работа проведена научно-исследовательским проектным институтом Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», согласно которому в настоящее время ведется разработка месторождения.

Согласно проекту предусматривалось дополнительно ввод из бурения 2 новых добывающих вертикальных скважин (скважина №38 в 2029г на III объект и скважина №39 в 2030г на II объект) при удерживании максимального периода полки добычи газа на уровне свыше 100 млн.м3. Удержание полки добычи газа на уровне свыше 100 млн.м3 обеспечивалось с 2025г до 2033г, после чего отмечалось снижение пластовых и устьевых давлений и постепенное снижение уровней добычи. Согласно Письму утверждения Министерства Энергетики РК № 17-1-0/5908-вн от 11.09.2025г на основе Протокола заседания ЦКРР №65/8 от 21.08.2025г проектные показатели были согласованы на период 2025–2027гг. по рекомендуемому 2 варианту.

В 2026г был выполнен отчет по «Пересчету запасов нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата месторождения Аксай Южный Кызылординской Области Республики Казахстан» (по состоянию на 01.01.2026г)», в рамках которого на основе новых изученных проб газа из скважин №№35, 37 пересмотрены физико-химические свойства газа и конденсата, в том числе пересмотрен в сторону уменьшения параметр конденсатосодержания и уменьшены запасы конденсата.

Настоящая работа составлена на основе актуальных запасов УВС, числящихся на балансе РК по состоянию на 01.01.2026г. Работа проведена научно-исследовательским проектным институтом Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим государственную лицензию №26009053 от 06.04.2026г на проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводороды) в рамках договора №1175843/2026/1 от 06.01.2026г с ТОО «СП «Казгермунай» согласно Техническому заданию в соответствии с нормативно-технической документацией – «Методические рекомендации по составлению проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений» [8].

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Аксай Южный в административном отношении расположено в Теренозекском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Ближайшим населенным пунктом является г. Кызылорда (120 км), в 25 км к востоку от месторождений Аксай и Аксай Южный расположено разрабатываемое месторождение Акшабулак, к северо-востоку на расстоянии 55 км находится месторождение Кумколь. Месторождение Кумколь с г. Кызылорда связывает асфальтированная дорога, остальные внутрипромысловые автомобильные дороги выполнены устройством основания из песка средней крупности и покрытием из песчанно-гравийной смеси, внутрипромысловые автомобильные дороги круглый год обслуживаются специализированной организацией.

В орографическом отношении месторождение расположено в южной части Тургайской низменности в пределах Арыскупского прогиба. Местность района месторождения представляет низменную равнину с отметками рельефа 165-190м, осложненную возвышенными плато с отметками рельефа 200-230 м., пересекающими равнину от хребта Улутау в юго-западном направлении.

Грунты суглинистые, глинистые, солончаковые и песчаные. На территории отсутствуют реки с постоянным водотоком. Ближайшая река Белеуты протекает в широтном направлении вдоль южных отрогов Улутау. В летний период она пересыхает, оставляя глубокие плесы. В северо-восточной части территории на поверхность выходят грунтовые воды в виде многочисленных родников. Встречаются небольшие заболоченные озера, образованные за счет самоизливающихся артезианских колодцев. Обеспеченность технической водой осуществляется специальными гидрогеологическими скважинами, дающие высокие дебиты воды с минерализацией 0,6-0,9 г/л из отложений сенон-турона с глубины от 50-80 м до 120-130 м. Вода не соответствует ГОСТу в качестве использования как питьевой, из-за повышенного содержания фтора.

Животный и растительный мир типичный для полупустынь.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков. Максимальная температура летом $+35^{\circ}$ $+45^{\circ}$ С, зимой в среднем -12° С, при максимальном значении до -40° С. С первой половины декабря замерзает почва, толщиной до первых десятков сантиметров, причем лучше и глубже замерзают склоны северной и северо-восточной экспозиции, а южные и юго-западные значительно меньше. Толщина снежного покрова незначительна. Среднегодовое количество осадков менее 150 мм и выпадает только в зимне-весенний период. Характерны сильные ветры: летом – западные и юго-западные, в остальное время

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Характеристики геологического строения

В строении района и месторождения участвуют складчатые метаморфизованные образования докембрийского фундамента протерозойского-палеозойского возраста, на которых с региональным стратиграфическим несогласием залегает комплекс осадочных отложений мезозоя и кайнозоя: юрский рифтогенный комплекс, мел-палеогеновый, плиоцен-четвертичный плитные ярусы, отличающиеся тектоническим режимом формирования. Максимальная вскрытая толщина отложений на месторождении Аксай Южный – 1800 м (скв. 15).

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дана на основе обобщения результатов анализов керна, каротажных данных и по результатам проведенного комплекса ГИС на месторождениях Аксай, Аксай Южный и на прилегающих к ним структурам.

2.1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика

На месторождениях Аксай Южный пробуренными скважинами вскрыт разрез мезокайнозойских отложений. В этих отложениях присутствуют породы фундамента и осадочные отложения юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

При стратиграфическом расчленении разреза и литолого-фациальной характеристике месторождений использованы результаты интерпретации сейсмических исследований 3Д, материалы промысловых геолого-геофизических исследований всех пробуренных поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, результаты лабораторного изучения керна.

В строении месторождения участвуют отложения верхнего отдела юрской системы, меловой и палеогеновой. Более древние отложения нижнего и среднего отделов юры выклиниваются к поверхности фундамента, а на наиболее погруженных краевых частях наблюдается горст – антиклиналь, за пределами площади, выполняя смежные Арыкумскую и Акшабулакскую грабен – синклинали.

Фундамент (PR-PZ). Породы фундамента представлены преимущественно гнейсами, хлоритосерицитовыми и зеленовато-серыми глинистыми сланцами, интрузивными породами (гранодиоритами, диоритами, гранитами), иногда метаморфизованными песчаниками с прослоями аргиллитов и туфогенных пород. Максимальная вскрытая толщина отложений фундамента 170 м (скв. №12).

Верхний отдел юрской системы (Jз)

Верхний отдел юрской системы (Jз) на месторождении представлен двумя свитами: кумкольской и акшабулакской.

Кумкольская свита (Jзkm).

В районе месторождения она расчленена на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты.

Нижнекумкольская подсвита ($J3km1$) на площади месторождения отсутствует.

Среднекумкольская подсвита ($J3km2$) расчленена на два горизонта: нижний и верхний.

Нижний горизонт ($J3km21$) отсутствует в скважинах данного месторождения.

Верхний горизонт ($J3km22$) представлен темно-серыми глинами, вскрытый тремя скважинами, толщины в которых составили 24 м (скв. 19), 26 м (скв. №15) и 31 м (скв. №11).

Верхнекумкольская подсвита ($J3km3$) представлена глинисто-песчаными отложениями. Пески и песчаники мелкозернистые, реже среднезернистые, преобладают в кровельной и нижней части разреза. Толщина подсвиты колеблется в пределах от 24 м (скв. 19) до 31 м (скв. 11).

Аксабулакская свита ($J3ak$)

В присводовых частях поднятий свита сложена, в основном, пестроцветными (коричневыми, зелеными, фиолетовыми, серыми, темно-серыми) глинами и глинистыми алевролитами, в нижней части с преобладанием зеленовато-серых.

В разрезе, преимущественно в нижней половине, участвуют невыдержанные по площади и толщине слои мелкозернистого, серого и коричневого слабосцементированного песчаника. Толщина свиты на западном крыле месторождения с удалением от свода изменяется от 19 м (скв. 16) до 66 м (скв. 11).

Меловая система (К)

Отложения мела расчленяются на даульскую свиту неокома, толщу апта – нижнего альба, карачетауской свиты альбского яруса, кызылкийинскую свиту верхнего альба-сеномана и нерасчлененные отложения турон-сенона.

Даульская свита

Свита расчленяется на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижнедаульская подсвита ($K1nc1$) расчленена на два горизонта: нижний – арыкумский и верхний.

Арыкумский горизонт ($K1nc1ar$) представляет базальную толщу нижнего мела. Горизонт по литологическому составу расчленяется на две толщи: нижнюю и верхнюю.

Нижняя толща ($K1ar1$), в основном, в нижней части представлена крупнообломочными галечниками и конгломератами, которые в своде поднятия месторождения замещены гравелитами и гравийными песчаниками. На месторождении нижняя часть сложена песчаниками известковистыми, глинами аргиллитоподобными, известковыми, внутриформационными конгломератами гравийно – галечными, переслаивающимися с аргиллитом псаммопелитовым. В кровельной части толщи развиты

песчаники. Эти отложения, в основном, являются коллекторами и по корреляции с разрезами месторождения Нуралы выделяются в продуктивный горизонт М-П-4.

Верхняя толща, в основном, представлена коричневыми глинистыми алевролитами и алевротитовыми глинами. В средней части этой толщи глинисто-алевритовые породы частично замещены мелкозернистыми песчаниками, которые являются коллекторами и выделены в продуктивный горизонт М-П-5.

Кровельная часть верхней толщи представлена алевролитами и песчаниками, содержащими слой гравелита, слабо сцементированного глинисто-карбонатным цементом. Толщина вышеуказанных коллекторов достигает 7 м, они выделены в горизонт М-I, отделенный от горизонта М-II-5 глинистым разделом толщиной от 1 до 11 м. Толщина горизонта изменяется от 26 м (скв. 34, 35) до 80 м (скв. 15).

Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты (K1nc12) сложен красно-коричневыми глинами, с прослоями слабых алевроитов. Толщина горизонта изменяется в юго-западном направлении. Кровля горизонта является репером.

В Арыкумском прогибе горизонт является региональным флюидоупором над продуктивным горизонтом нижнего (арыкумского) горизонта нижнедаульской подсвиты.

Верхнедаульская подсвита (K1nc2) в большей нижней части представлена коричневыми песками и слабосцементированными песчаниками с прослоями коричневых глин и глинистых алевролитов. Верхняя часть (до 50 м) сложена глинами и глинистыми алевролитами, которые в ряде скважин распадаются на пески и песчаники. Толщина отложений свиты изменяется от 143 м (скв. 36) до 214 м (скв. 15).

Апт – нижний альб (K1a – all)

Разрез представлен переслаиванием глин, алевролитов и песчаников на карбонатном и глинисто-карбонатном цементе. Толщина изменяется от

90 м (скв. 28) до 158 м (скв. 19).

Карачетауская свита (K1kr-all-2)

Свита, представлена серыми разнозернистыми песками, гравелитами, в основании галечниками и конгломератами, в средней части – слоями темно-серых глин. Толщина отложений свиты 206 м (скв. 25) до 250 м (скв. 35).

Кызылгинская свита (K1-2 al3s)

Представлена в нижней и верхней частях пестроцветными глинами и алевролитами, в средней части песками и песчаниками. Толщина свиты варьирует от 47 м (скв. 15) до 141 м (скв. 33).

Турон – сенон (K2t-sn)

Верхний мел в составе балапанской свиты турона, нерасчлененных отложений сенона, представлен в нижних частях морскими серо-цветными песчаниками, алевролитами и глинами, а в верхней части континентальными пестро-цветными песками, песчаниками, алевролитами и глинами. Значение толщин находится в пределах от 371 м (скв. 33) до 493 м (скв. 15).

Палеогеновая система (Р)

В основной нижней части представлены морскими зеленовато-серыми глинами, в нижней части - мергелями палеоцена и эоцена. Верхняя часть сложена коричневыми глинами олигоцена. Общая толщина отложений изменяется в пределах 226-258 м.

Неоген – четвертичная система (N-Q)

Отложения палеогена с разрывом кровли на месторождениях перекрыты бурыми суглинками и супесями плиоцен–четвертичной систем толщиной до 107 м (скв. 35).

2.1.2. Тектоника

Региональная тектоника

В региональном плане район работ расположен в Тургайском прогибе, который в свою очередь вклинивается между Уральским складчатым массивом на северо-западе и Казахстанским массивом на юго-востоке. С юга проталкивает Индийская мегаплита, в результате чего воздымались горы Памира и вдоль регионального разлома поднимались горы Каратау (рис.2.1.1).

Таким образом, Тургайский прогиб является с триаса регионом постоянного сжатия. Напряжение сбрасывается путем тектонических горизонтальных подвижек вдоль многочисленных нарушений параллельно к региональному разлому, названным Каратау–Талассо–Ферганским разломом (КТФ).

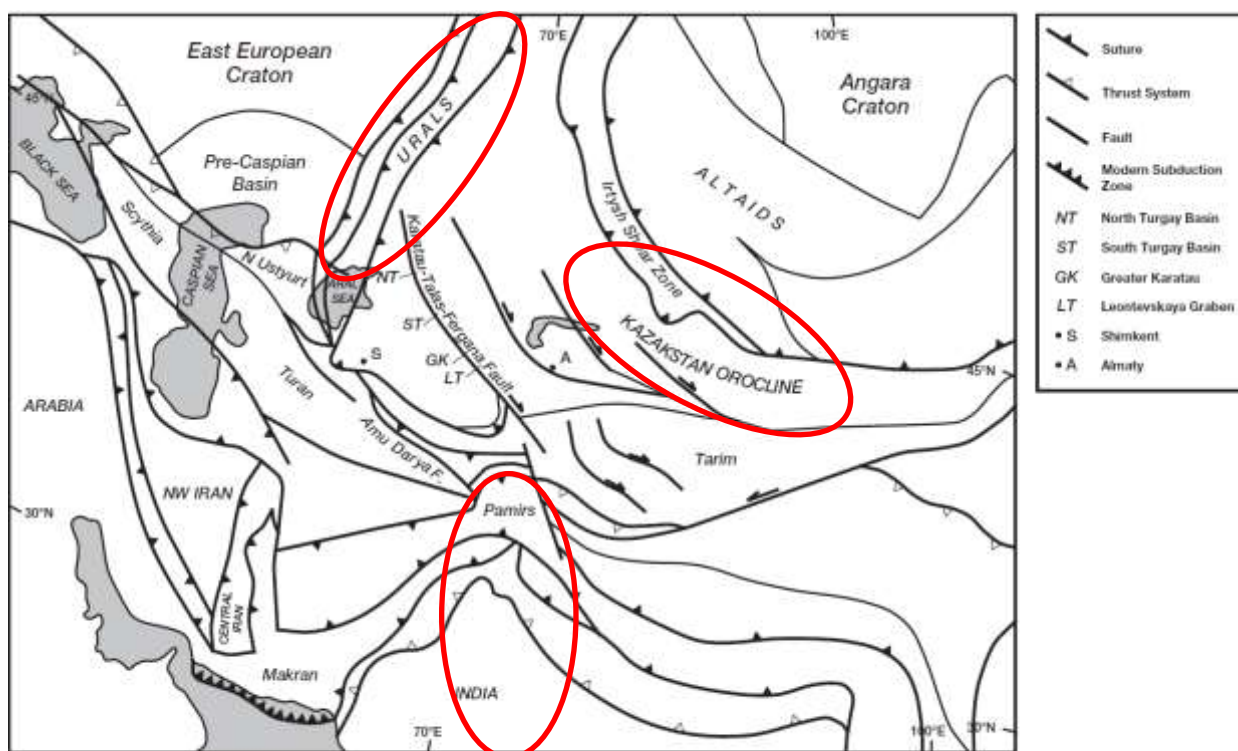


Fig. 1. Central Asia structural elements. NT, North Turgay Basin; ST, South Turgay Basin; GK, Greater Karatau; LT, Leontevskaya Graben; S, Shymkent; A, Almaty. After Allen & Tull (1997).

Рисунок 2.1.1 - Расположение района работ в региональном тектоническом строении. Расположение месторождений нефти и газа в Южно-Тургайском прогибе на основе регионального тектонического (сдвигового) строения

Тургайский прогиб заложен над разновозрастным (глубина эрозионных процессов), разнообразным по происхождению (от магматических до осадочных), условиям накопления отложений (континентальная кора, комплекс пород зоны субдукции) фундаментом. Он представляет собой внутриконтинентальную рифтовую систему.

Заложение рифтового пояса началось еще в период каледонского этапа складчатости в виде глубоких разломов и в активную фазу перешло на этапе герцинской складчатости. В пермотриасе происходило пассивное осадконакопление в пределах опущенных грабен-синклинальных зон, которые активизировались в нижнесреднеюрское время. Максимальная мощность этих отложений в указанных зонах пока не определена.

В период осадконакопления верхнеюрских отложений шло общее погружение всей впадины, и в пределах горст-антиклинальных зон эти отложения также, хотя бы частично, присутствуют.

Формирование грабен-синклиналей и горст-антиклиналей в палеозойское время связано с взаимодействием горных систем Западного, Восточного и Южного Казахстана с Уральскими горными сооружениями, которые также имеют горст-антиклинали и разделяющие горные хребты грабен-синклинали.

Основным нефтегазоносным элементом в пределах Тургайского прогиба является Южно-Тургайский внутриконтинентальный рифт, как фрагмент единой крупной

внутриконтинентальной рифтовой системы, протягивающейся на север в Западную Сибирь и юго-восток в зону Каратау-Талассо-Ферганского сдвига.

В Южно-Тургайском прогибе расположены все открытые месторождения, такие как: Кумколь, Арыскуп, Кызылкия, Коныс, Бектас, Акшабулак Центральный, Акшабулак Восточный, Кенлык, Актау, Нуралы, Аксай, Аксай Южный и др.

Наиболее крупным является месторождение Кумколь (рис 2.1.2).

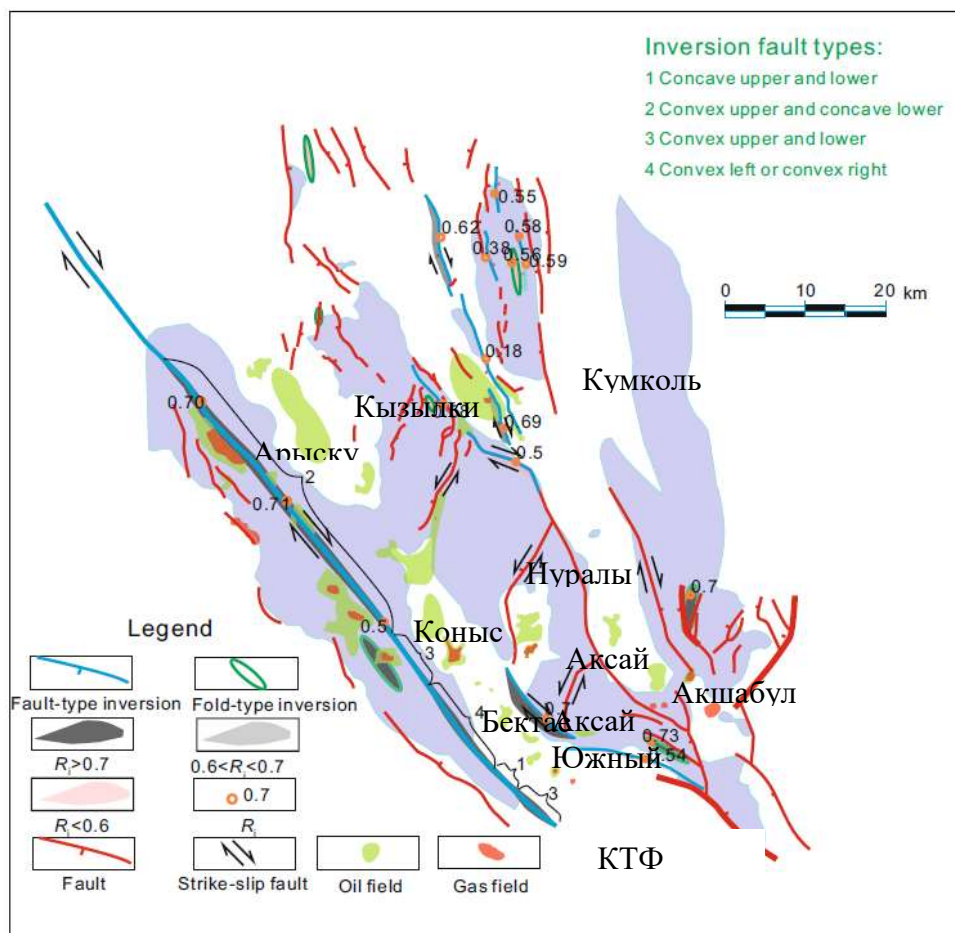


Fig. 14 Types, strength and petroleum accumulation of inversion tectonics in the South Turgay Basin

Рисунок 2.1.2 - Расположение месторождений нефти и газа в Южно-Тургайском прогибе на основе регионального тектонического (сдвигового) строения

Особенностью рифтогенного яруса является формирование горст-антиклиналей с редуцированным юрским разрезом до полного выклинивания на наиболее поднятых уступах и грабен-синклиналей с полным стратиграфическим объемом с толщиной до 3,5 км (рис 2.1.3).

В тектоническом плане юрского рифтогенного комплекса прогиб осложнен системой грабен-синклиналей и горст-антиклиналей субмеридионального простирания (рис. 2.1.2 и рис 2.1.3).

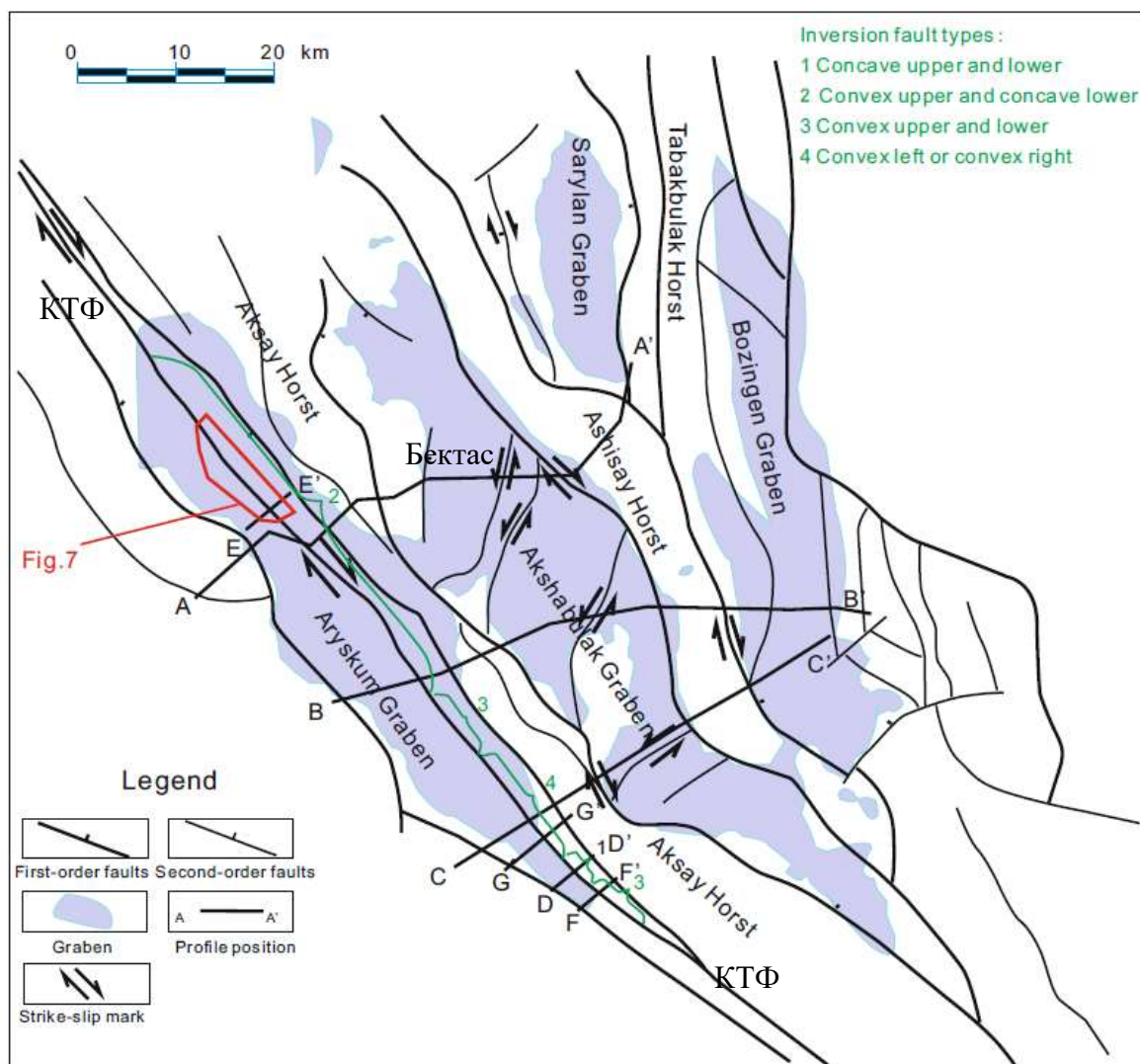


Рисунок 2.1.3 - Главные тектонические элементы и характер горизонтальных движений, и главные структурные элементы (горсты и грабены)

Установлены четыре линейно-вытянутые с юго-востока на северо-запад прогиба грабен-синклинали: Арыскупская на западе, Акшабулакская и Сарыланская в центре и Бозингенская на востоке. Из них Арыскупская и Акшабулакская разделены между собой Аксайской горст-антиклиналью, далее на восток прогиба Акшабулакская и Сарыланская разделена Ащисайской горст-антиклиналью, и последняя Бозингенская грабен-синклиналь отделена Табак-Булакской горст-антиклиналью.

В свою очередь, Бозингенская грабен-синклиналь в крайней юго-восточной бортовой части осложнена Сарыбулакским выступом фундамента (район месторождения Сарыбулак) и далее расположена обособленная Сарыбулакская мульда.

Ширина упомянутых структур от 15 до 50 км, длина 300-600 км. Практически все они разделены глубинными разломами с амплитудами от 2000 м и более в южной части региона и до 400-500 м в северной приподнятой части. Наиболее глубокая часть Арыскупской грабен-синклинали приурочена к зоне КТФ разлома.

Она глубоко врежется в палеозойско-протерозойские отложения шириной 500-1500 м и постепенно увеличивается до 15-20, иногда до 50 км к подошве мезозой-кайнозойских отложений. Такое же строение и у других грабен-синклиналей, и ни в одной из них в центральной части не вышли бурением при забое 4800 м из юрских отложений. Геофизические исследования тоже недостаточно точны для прогноза глубины залегания фундамента в этой ущелеобразной зоне.

Вдоль КТФ разлома, как и при всех разломах, связанных со сдвиговой тектоникой, образуются ловушки инверсионного характера при сжатии.

Каждая грабен-синклиналь, кроме того, имеет по несколько глубоких котлованов почти округлой формы (рис. 2.1.4 и 2.1.5), где скважины не пробурены, а выявленные месторождения приурочены, в основном, к седловинам между этими котлованами и примыкают к грабенообразующим глубинным или к поперечным разломам. Поэтому почти все месторождения Южно-Торгайской впадины стратиграфически и литологически осложненные и контролируются тектоническими разломами.

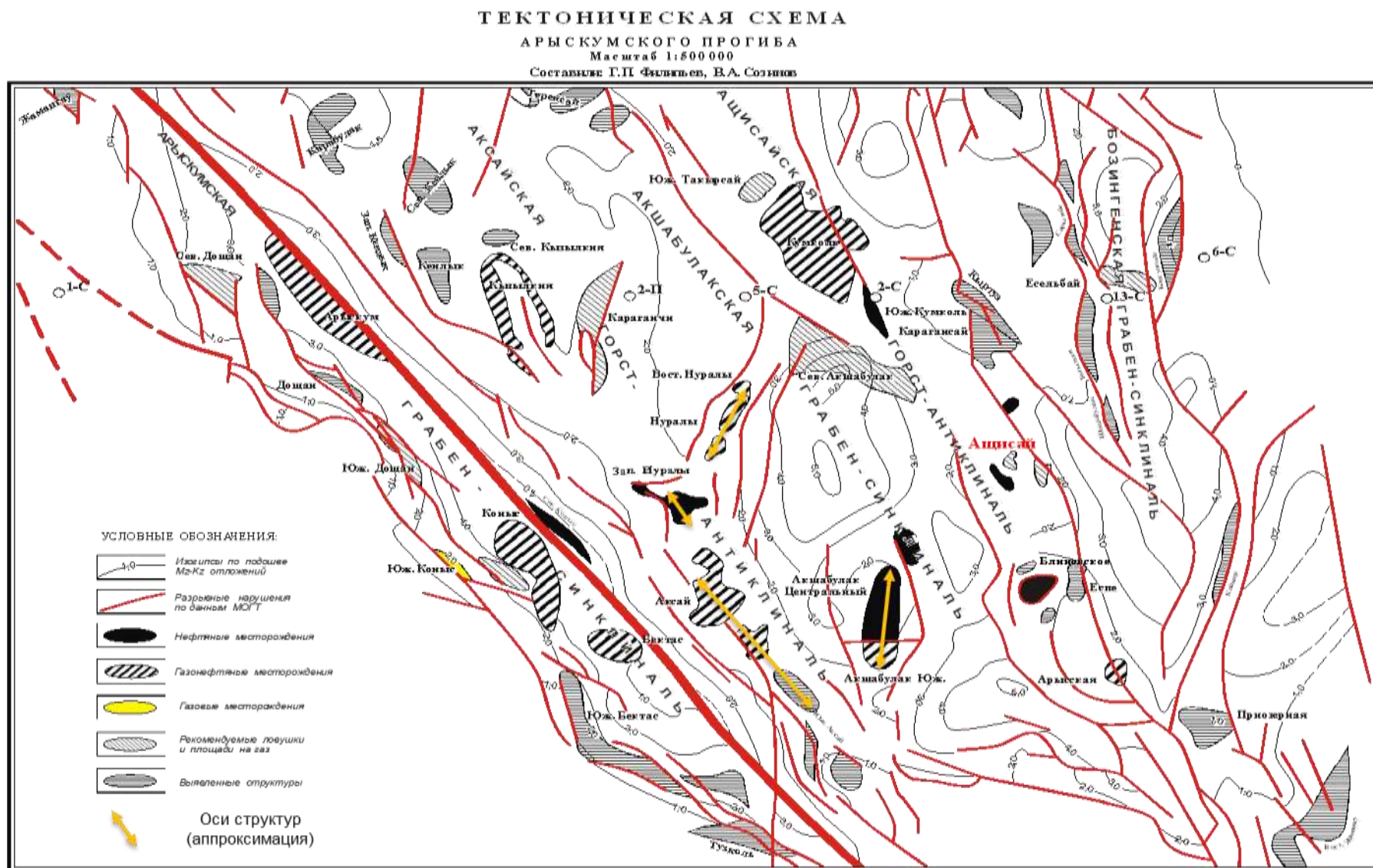


Рис. 2.1.4 – Тектоническая схема Арысского прогиба Южно-Торгайской впадины

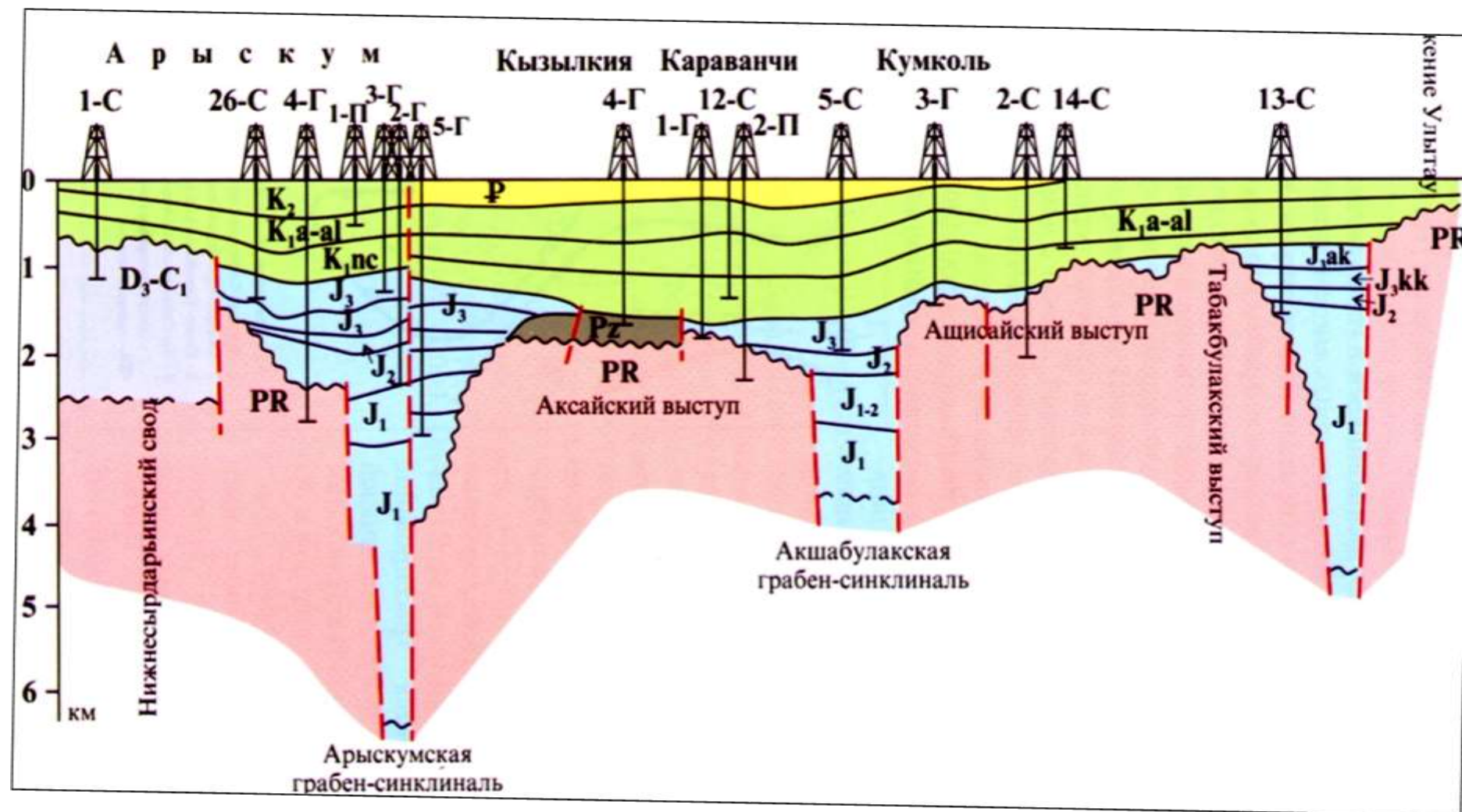


Рис. 2.1.5 – Арыскупский прогиб. Геологический разрез по линии Арыскуп – Улытау (По материалам Научно-технического журнала «Нефть и газ» – 2013 – №5, С 75-81)

Локальная тектоника

В тектоническом отношении анализируемое месторождение Аксай Южный расположено в пределах Аксайской горст-антиклинали в юго-западной прибортовой части Арыскупского прогиба Южно-Торгайской впадины. Близлежащем «котлованом», генерирующим УВ, является опущенный блок в Акшабулакском грабене (рис.2.1.4), расположенный восточнее анализируемого месторождения.

В 2020 году выполнен отчет о результатах обработки и интерпретации данных высокоразрешающих сейсморазведочных (ВРС) работ 3Д-МОГТ на месторождении Аксай Южный, переобработке и переинтерпретации сейсморазведочных данных 3Д-МОГТ на месторождениях Нуралы-Аксай за 2001 г., компанией ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan». Основной задачей переобработки материалов являлось детальное изучение глубинного геологического строения участков Нуралы-Аксай и Аксай Южный, и выявление, уточнение структурных и неструктурных ловушек нефти и газа, разрывных нарушений, прогнозирование иных перспективных объектов., объединение 3 площадей в единый куб.

Тектонический анализ площади проводился с позиций привязки локальных тектонических явлений к региональным процессам. На рисунке 2.1.4 представлена тектоническая схема Арыскупского прогиба и положение основных структур. Из схемы видно, что направление оси складок Южного и Центрального Аксая отличается от северного Аксайского свода и структур Нуралы, расположенных дальше от Главного Каратауского разлома. На структурных схемах рисунков 2.1.1-2.1.3 видно, что современное положение структурных элементов контролируется серией нарушений первого и второго порядка, имеющих сдвиговую природу, основным из которых является сам Главный Каратауский разлом (ГКР) - региональный правосторонний сдвиг северо-западного простирания.

Для восстановления истории тектонического развития площади необходимо определить время образования тектонических нарушений. Данный процесс осуществлялся по сейсмическим данным с помощью седиментационных срезов. На рисунке 2.1.7 приведены срезы когерентности по подошве отложений палеогена, кровле нижнего мела, кровле арыскума и палеозоя. Из срезов видно, что сбросы в северной части участка работ, контролирующие Нуралинский выступ, образовались в палеогеновое или даже более позднее время, в это же время были образованы и сбросы в районе Южного и Центрального Аксая. На срезе по кровле арыскума видны признаки сдвиговой тектоники в виде характерных очертаний структур в плане и разломов, разделяющих эти структуры с горизонтальным смещением.

На рисунке 2.1.6 показана схема времени образования тектонических нарушений на примере временной карты по кровле палеозоя. Неопределенность, однако заключается в том, что описанный выше анализ позволяет определить лишь возраст последней реактивации нарушения, что в сложной обстановке наложения нескольких фаз тектогенеза не всегда говорит о времени начала формирования структуры.

К сожалению, в пределах участка сейсмической съемки Нуралы-Аксай домезозойский интервал не является информативным и не может быть использован для анализа и привязки к региональным тектоническим процессам. Однако, опираясь на результаты интерпретации соседней площади Акшабулак можно восстановить картину тектонической эволюции рассматриваемого участка следующим образом:

В позднем карбоне – перми в следствие закрытия Уральского океана и столкновения Восточно-Европейской платформы и Казахского континента сформировался компрессионный тектонический режим (направление сжатия СВ-ЮЗ).

В пермское-позднепермское время продолжающаяся компрессия, приведшая ранее к орогенезу, способствовала скольжению кратонов друг относительно друга и заложению регионального правостороннего сдвига – КТФ и его северо-западной части в виде Главного Каратауского разлома. Дальнейшее скольжение привело к компрессионному режиму по направлению СЗ-ЮВ, вероятно сопровождавшееся закрытием Туркестанского океана.

Конец перми – средняя юра. Завершающий этап герцинского тектогенеза, следствием которого стало заложение Торгайской мезозойской рифтовой системы, образовавшейся в результате подъема и последующего погружения мантийного диапира с проседанием вышележащих блоков. На данном этапе образовались мезозойские грабены и сбросы субмеридионального и северо-западного направления.

В кумкольское время в результате правостороннего сдвига по линии КТФ были заложены взбросы северо-восточного простираия, началось формирование складок Южного и Центрального Аксая их отделение друг от друга (рис. 2.1.8).

В позднем кумколе – арыскуме образование вторичных сдвиговых нарушений (вероятно, Ащисайский правосторонний сдвиг) привело к ситуации, когда рассматриваемый участок оказался под влиянием воздействия между двумя правосторонними сдвигами – КТФ с юго-запада и Ащисайский с северо-востока. Нахождение между двумя правосторонними сдвигами одной направленности создает тектонический режим, близкий к левостороннему сдвигу той же направленности со сжатием по линии запад-восток и горизонтальным смещением по линии ЮЗ-СВ. Как результат, начавшие свое формирование в кумколе складки развернуло и немного сместило

по горизонтали друг относительно друга. В большей степени воздействию второго правостороннего сдвига были подвергнуты структуры Западный и Центральный Нуралы.

В аптское и более позднее время участок оставался под воздействием правостороннего сдвига северо-западной направленности (ГКР). В это время произошла непродолжительная реактивация нарушений между Центральным и Аксаем Южным, а также нарушения, разделяющего сам Аксай Южный (в раннем мелу). Результатом воздействия ГКР стало и образование молодых сбросов субмеридиональной направленности.

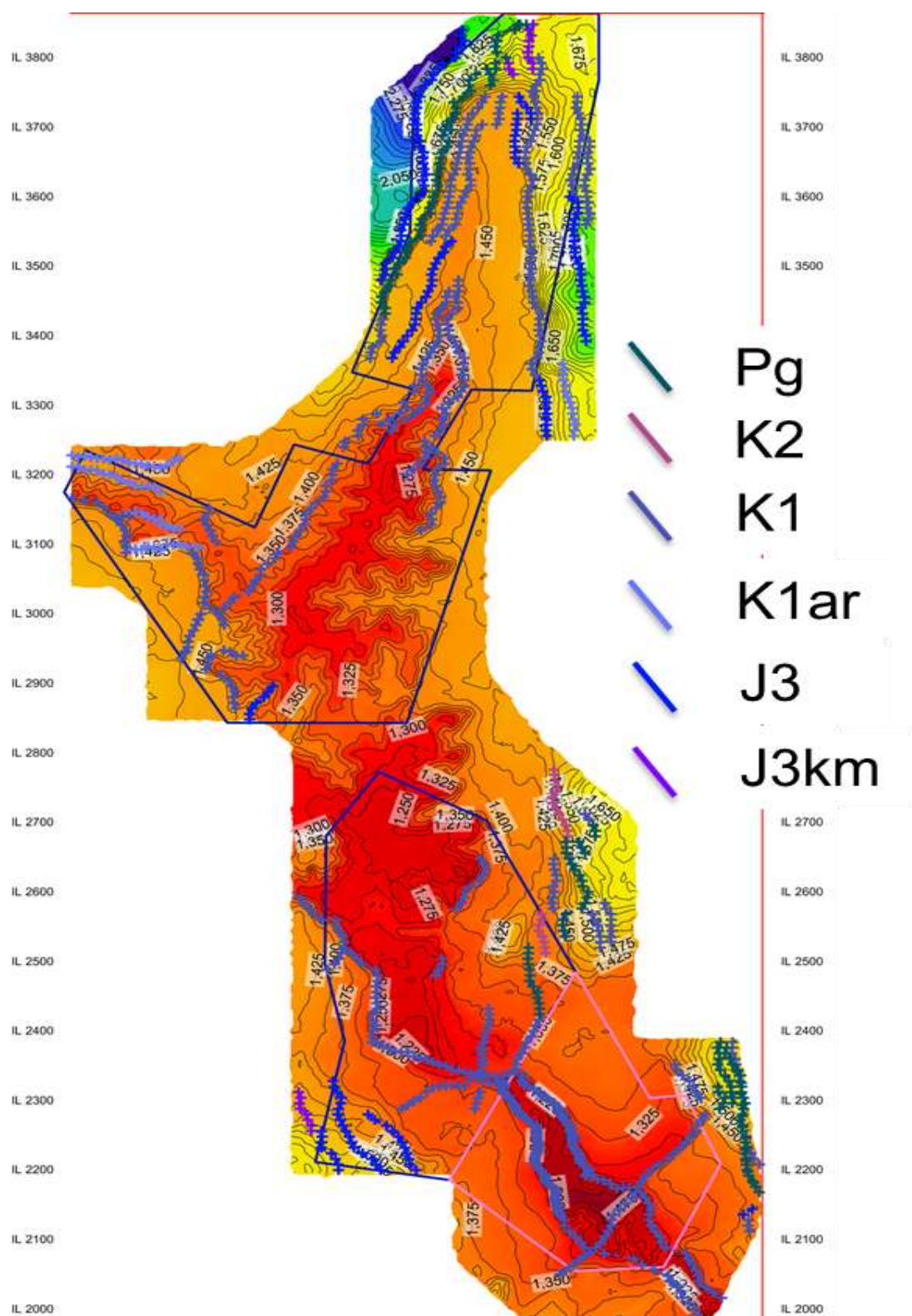


Рис.2.1.6 - Время последней реактивации нарушений, временная карта по кровле палеозоя

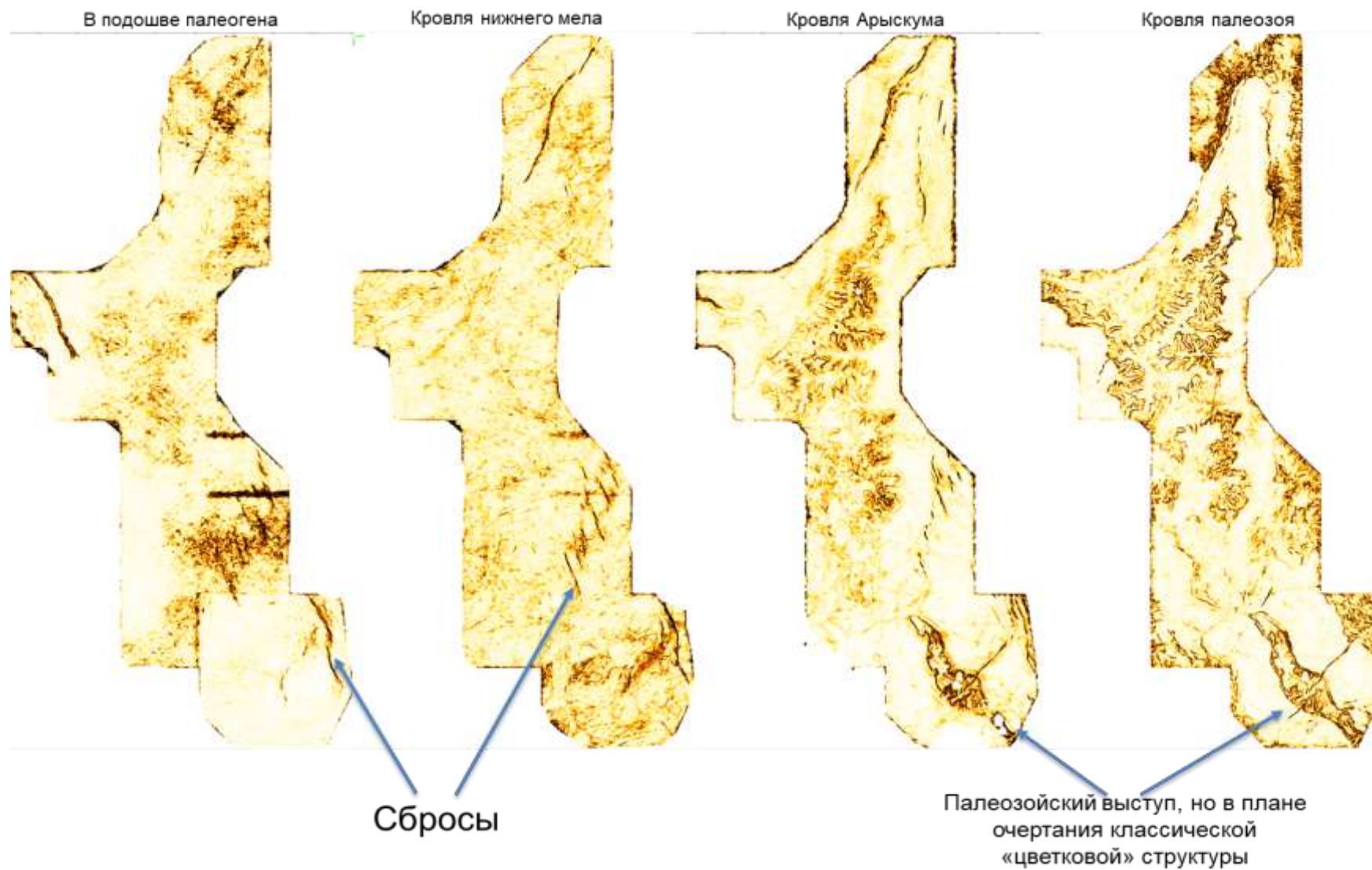


Рис.2.1.7 - Седиментационные срезы когерентности на разных уровнях

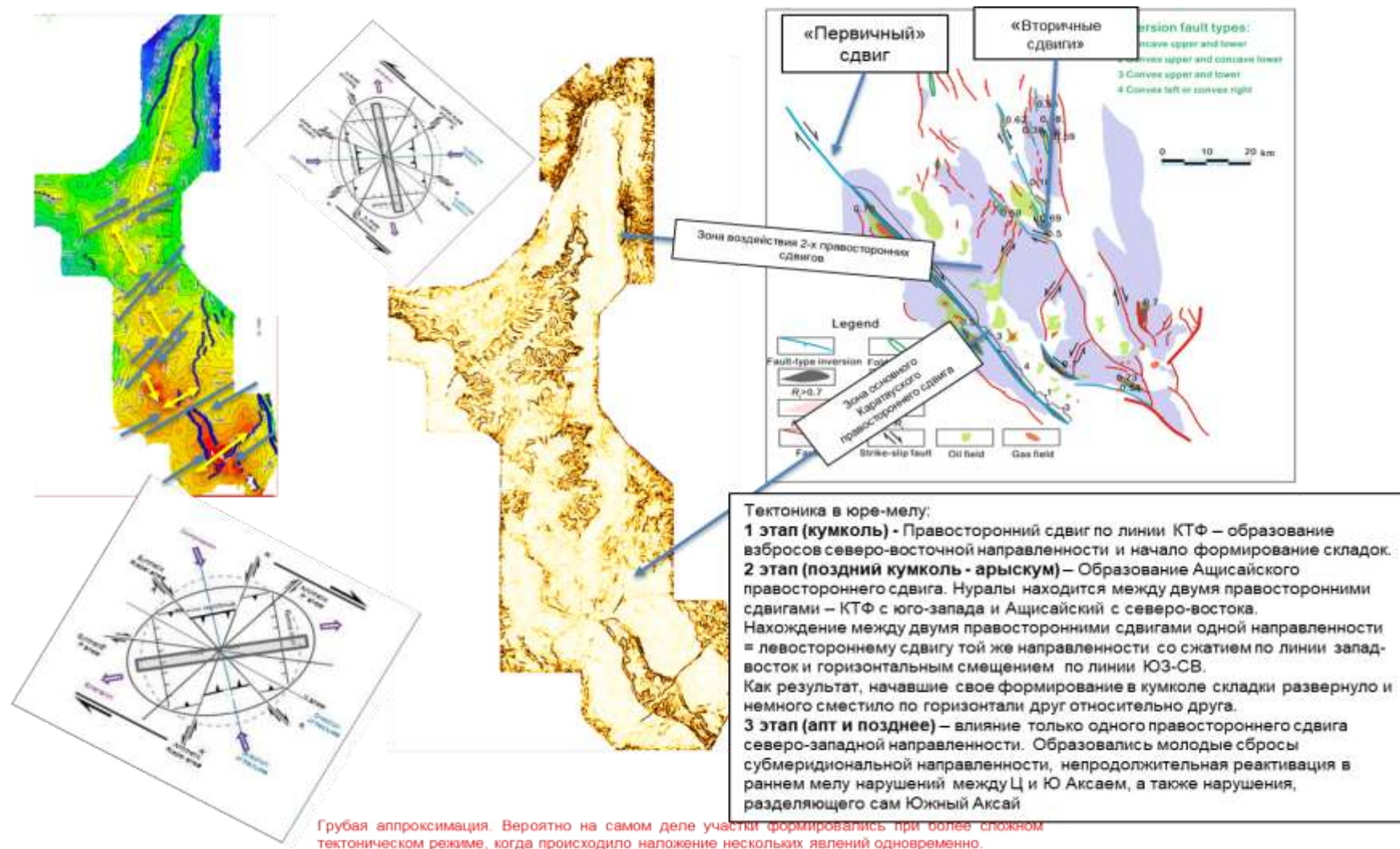


Рис.2.1.8 - Тектонические процессы в кумкольское время и позднее.

Изучение геологического строения разреза палеозойских, юрских и меловых отложений, на основе интерпретации поля отражённых волн, проводилось по следующим целевым отражающим горизонтам:

- **I** – отражающий горизонт в подошве отложений палеогена.
- **II** – отражающий горизонт в подошве отложений турон-сенона.
- **M-I** – отражающий горизонт в кровле арыкумского горизонта.
- **M-II-5** – отражающий горизонт на уровне мелового продуктивного горизонта M-II-5.
- **M-II-4** – отражающий горизонт на уровне мелового продуктивного горизонта M-II-4.
- **U-I** – отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-I.
- **U-0-2** – отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-0-2.
- **U-II-1** – отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-II-1.
- **U-III-1** – отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-III-1.
- **PZ** – отражающий горизонт в подошве мезозойского комплекса.

Отражающий горизонт **PZ**, приуроченный к подошве мезозойского комплекса. Диапазон глубин колеблется в пределах от -1300 м до -2025 м.

В южной части рассматриваемого участка работ наблюдается сводовое поднятие Аксай Южный, представляющее собой линейно-вытянутую, структуру, простирающуюся с северо-запада на юго-восток и раскрывающуюся в южном направлении, ограниченную серией тектонических нарушений (F_1, F_2, F_3, F_5, F_6), преимущественно субмеридионального простирания. Вкрест ее простиранию, структуру пересекает малоамплитудный разлом (F_4). Структура относится к тектонически-экранированному типу с размерами по изогипсе -1500 м 10,5 x 2,7 км при амплитуде 200 м (район пересечения InLine 2158 и CrossLine 10574). (граф. прил. 4)

Отражающий горизонт **U-III-1**, приуроченный к юрскому продуктивному горизонту Ю-III-1. Диапазон глубин колеблется в пределах от -1480 м до -1950 м.

Прослеживается серия тектонических нарушений, преимущественно субмеридионального простирания. Юрские отложения имеют распространение лишь в северной и южной частях рассматриваемого участка работ. В центральной части наблюдается выклинивание меловых отложений в пределах данного комплекса пород. (рис.2.1.9)

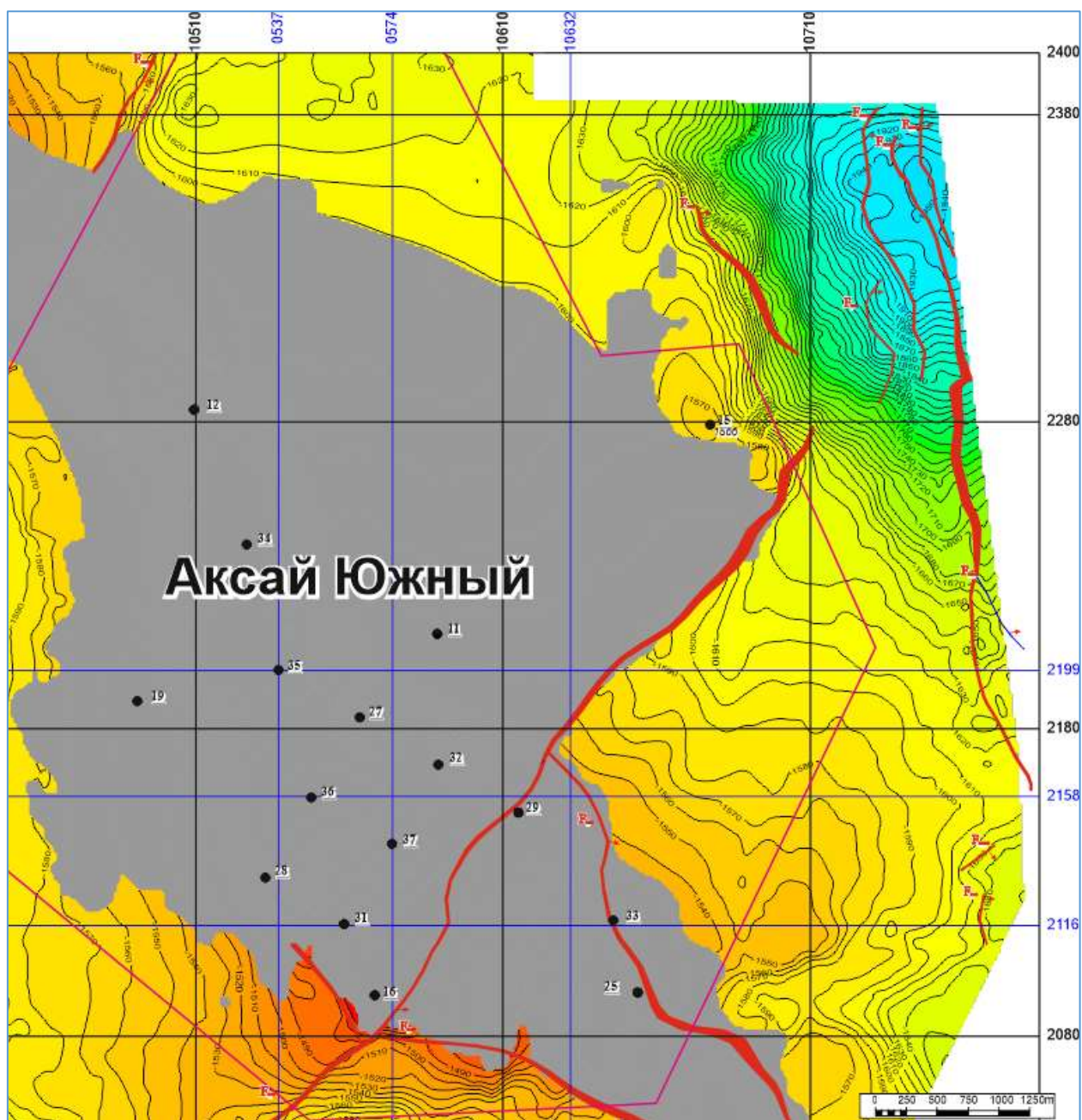


Рис. 2.1.9 - Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту U-III-1 (отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-III-1)

Отражающий горизонт **U-II-1**, приуроченный к юрскому продуктивному горизонту Ю-II-1. Диапазон глубин колеблется в пределах от -1460 м до -1880м.

Прослеживается серия тектонических нарушений, преимущественно субмеридионального простирания. Вкрест ее простиранию, структуру пересекает малоамплитудный разлом (F₄). В центральной части структуры наблюдается крупное выклинивание. Ее западную часть (А) можно оконтурить по изогипсе – 1540 м, размеры такой структуры 7,2 x 0,5 км при амплитуде 20 м (район пересечения InLine 2080 и CrossLine 10537). (рис.2.1.10)

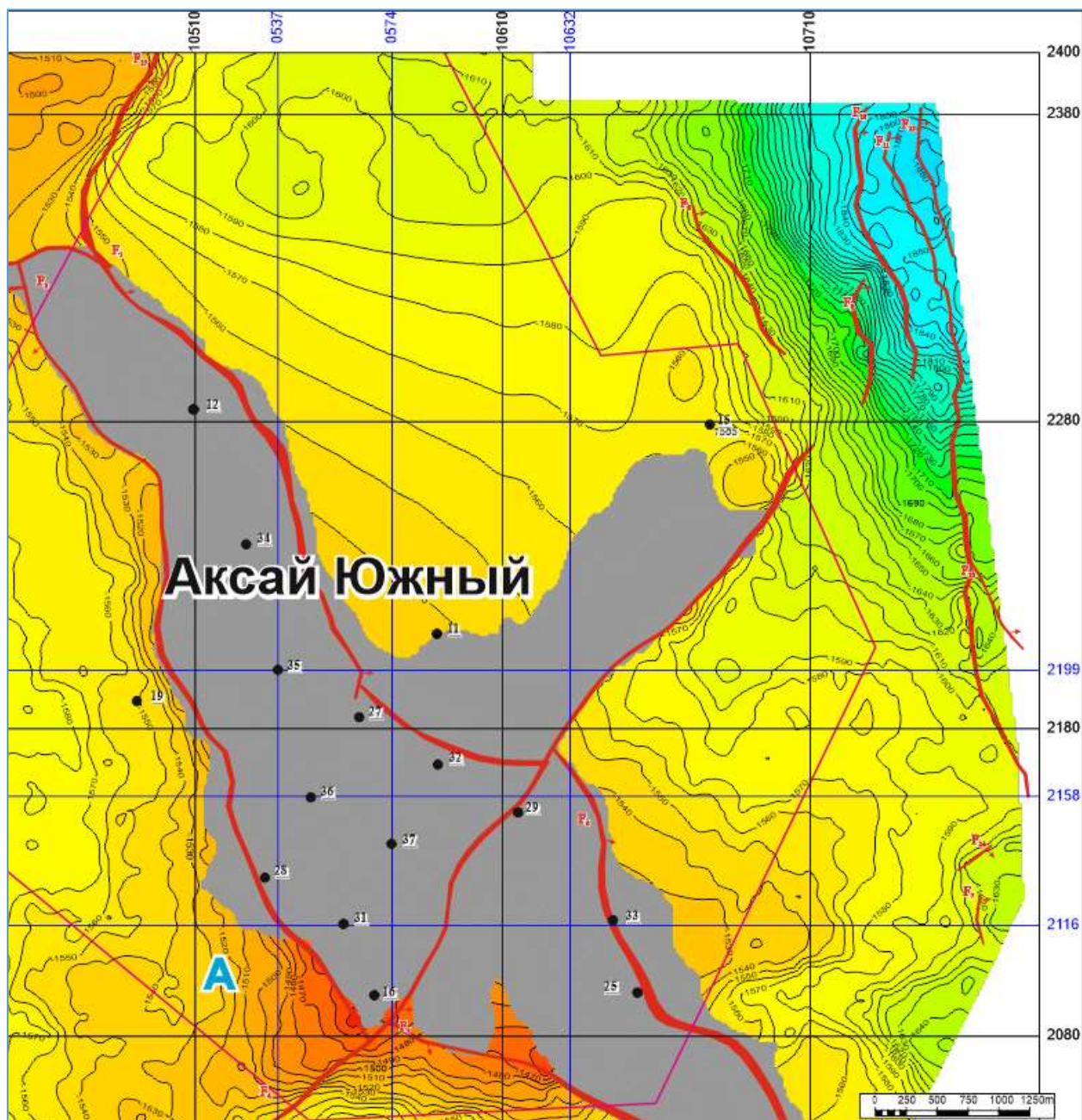


Рис. 2.1.10 – Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту U-II-1 (отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-II-1)

Отражающий горизонт **U-I**, приуроченный к юрскому продуктивному горизонту Ю-I. Диапазон глубин колеблется в пределах от -1520 м до -1840м.

Прослеживается серия тектонических нарушений, преимущественно субмеридионального простирания. В крест ее простиранию, структуру пересекает малоамплитудный разлом (F₄).

В центральной части структуры Аксай Южный наблюдается крупное выклинивание юрских отложений в пределах данного комплекса пород. Ее западную часть (блок А) можно оконтурить по изогипсе -1500 м (район пересечения InLine 2080 и CrossLine 10537), размеры такой структуры 6,4 x 0,9 км при амплитуде 70 м. (рис.2.1.11)

Восточную часть структуры (блок Б) можно оконтурить по изогипсе -1520 м, с размерами 4,1 x 0,3 км при амплитуде 20 м.

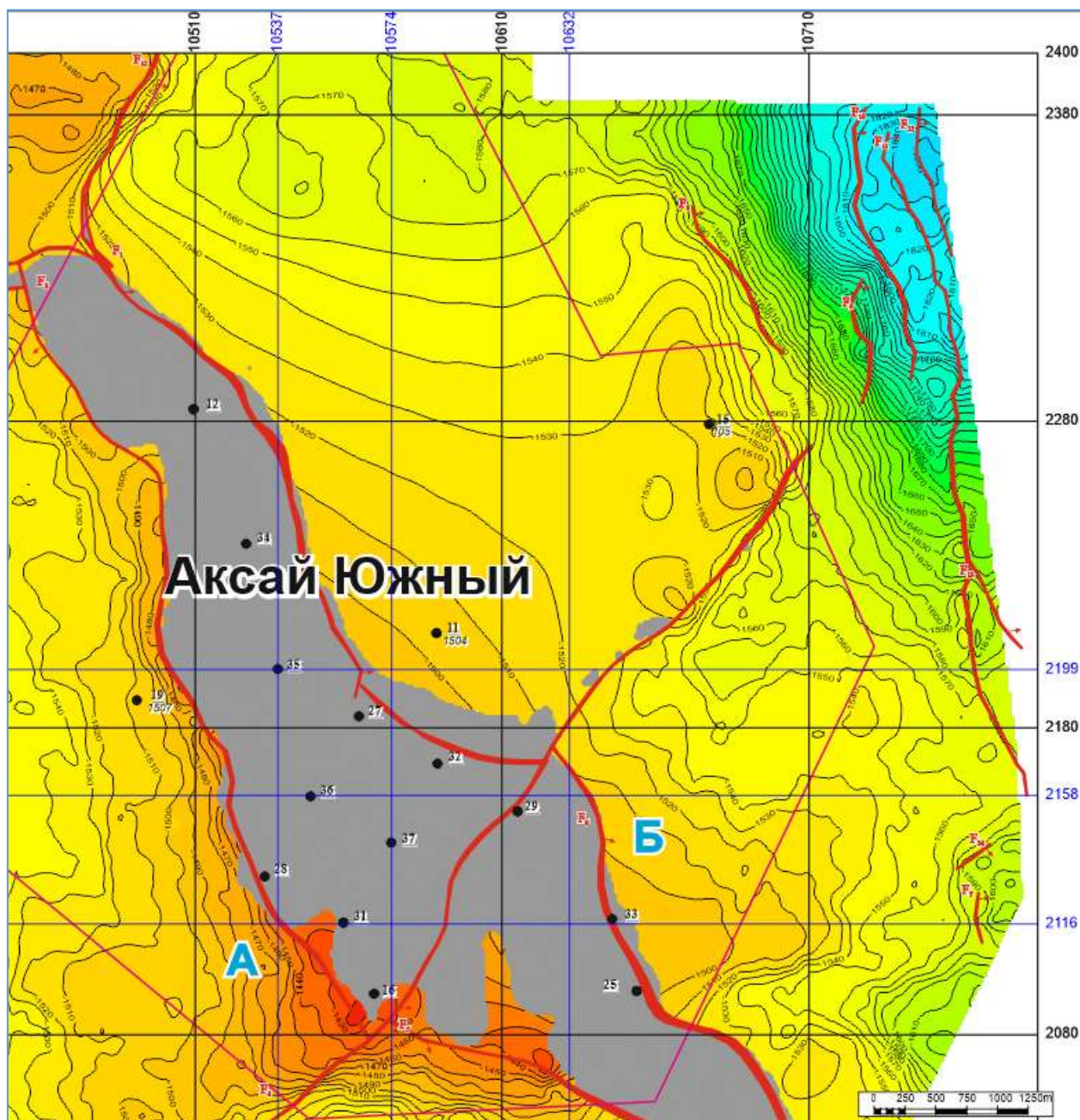


Рис. 2.1.11 – Структурная карта по отражающему горизонту U-I (отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-I)

Отражающий горизонт **U-0-2**, приуроченный к продуктивному горизонту Ю-0-2. Диапазон глубин колеблется в пределах от -1350 м до -1600 м.

Прослеживается серия тектонических нарушений, в северной части рассматриваемого участка работ преимущественно субмеридионального простирания. В крест ее простирания, структуру пересекает малоамплитудный разлом (F₄).

Структуру Аксай Южный можно разделить на западную (блок А) и восточную (блок Б) части, так как в ее центральной части наблюдается крупное выклинивание юрских отложений в пределах данного комплекса пород. Блок А можно оконтурить по изогипсе -

1455 м, размеры такой структуры 6,2 x 2,1 км при амплитуде 35 м (район пересечения InLine 2080 и CrossLine 10537). Размеры блока Б по изогипсе -1490 м 7,3 x 3,8 км при амплитуде 90 м. (рис.2.1.12)

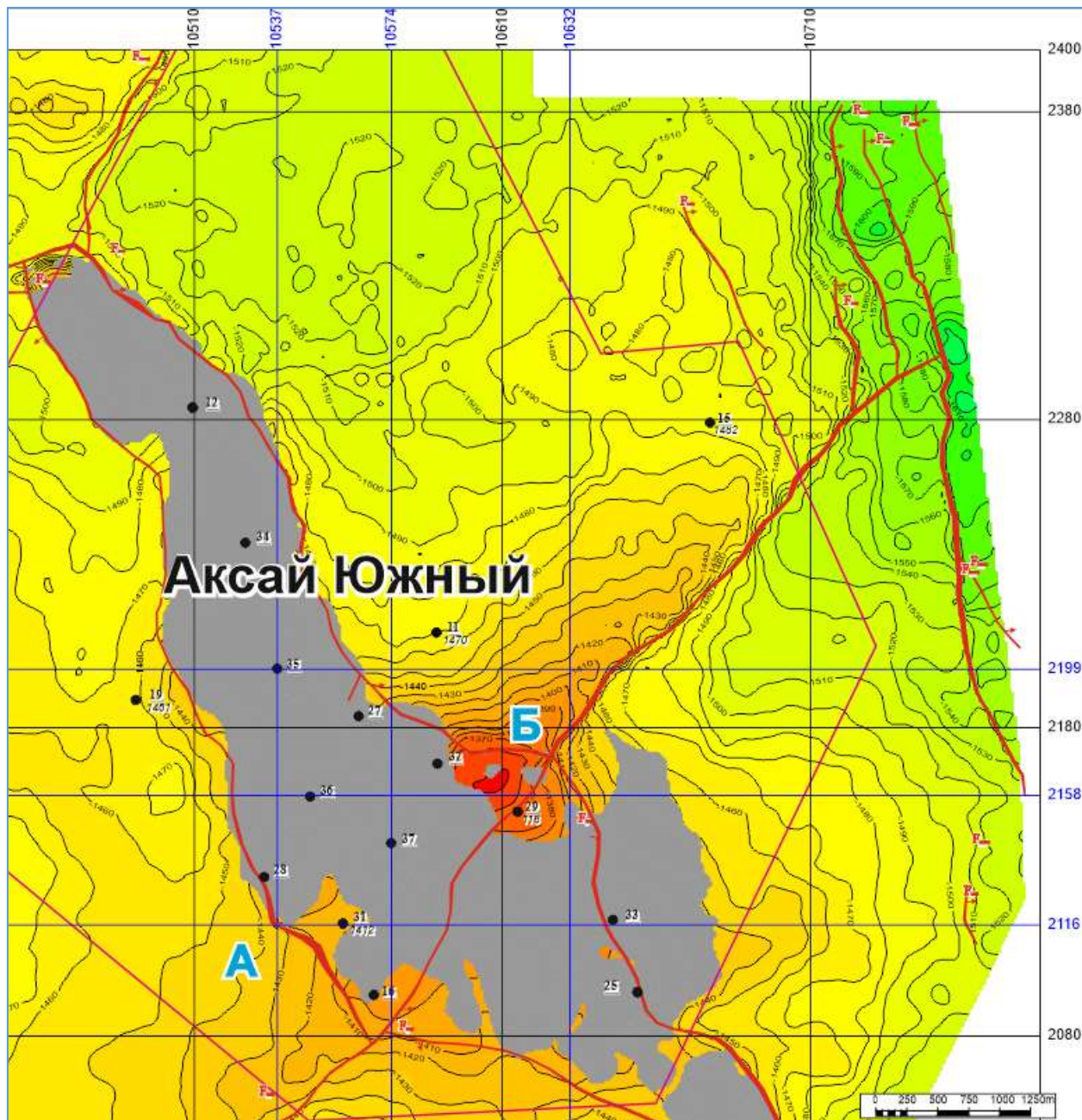


Рис. 2.1.12 – Структурная карта по отражающему горизонту U-0-2 (отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-0-2)

Отражающий горизонт U-0-1, приуроченный к продуктивному горизонту Ю-0-1. Диапазон глубин колеблется в пределах от -1290 м до -1580 м.

Структура Аксай Южный представляет собой линейно вытянутую в субмеридиональном направлении структуру тектонически-экранированного типа. Она осложнена разломами как субмеридионального, так и субширотного простирания.

Центральный блок Б представляет собой тектонически-экранированную структуру с размерами по изогипсе -1380 м 4,4 x 2,6 км при амплитуде 40 м (район пересечения InLine

2158 и CrossLine 10574). В ее центральной части наблюдаются небольшие по площади участки выклинивания юрских отложений. Восточный блок В имеет размеры по изогипсе - 1440 м 7,6 x 1,5 км при амплитуде 70 м. Размеры западного блока А по изогипсе - 1430 м 5,1 x 2,6 км при амплитуде 40 м. (рис.2.1.13)

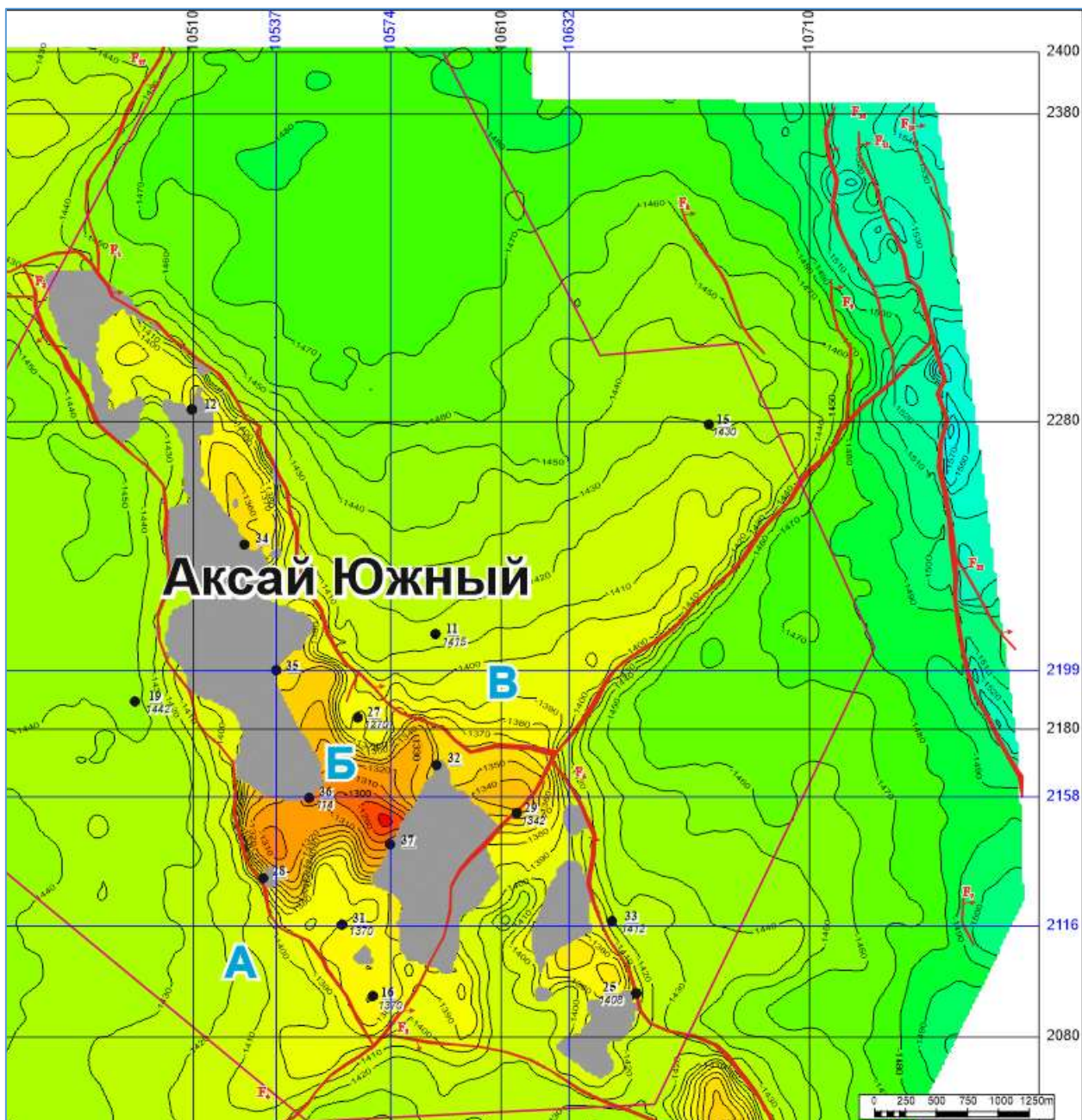


Рис. 2.1.13 – Структурная карта по отражающему горизонту U-0-1 (отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-0-1)

Отражающий горизонт **М-II-4**, приуроченный к продуктивному горизонту М-II-4. Диапазон глубин колеблется в пределах от -1320 м до -1500м.

Структура Аксай Южный относится к тектонически-экранированному типу и ограничена серией нарушений (F_1 , F_2 , F_3 , F_5 , F_6), преимущественно субмеридионального простирания. В плане она имеет сложную форму, вытянутую в северо-западном направлении. Вкрест ее простиранию, структуру пересекает малоамплитудный разлом (F_4).

В центральной части наблюдается выклинивание меловых отложений в пределах данного комплекса пород. Ее размеры по изогипсе -1400 м составляют 10,5 x 8,0 км при амплитуде 70 м (район пересечения InLine 2199 и CrossLine 10537). (граф. прил. 3).

Отражающий горизонт **М-II-5**, приуроченный к продуктивному горизонту М-II-5. Значения глубин колеблются от -1310 до -1500 м.

Структурный план **М-II-5** в целом аналогичен плану по нижележащему горизонту **М-II-4**. Аксай Южный представляет собой тектонически-экранированную структуру, осложненную серией тектонических нарушений как субширотного, так и субмеридионального простирания. Ее размеры по изогипсе -1370 м составляют 8,0 x 6,0 км при амплитуде 60 м (район пересечения InLine 2199 и CrossLine 10537). В центральной части структуры наблюдается небольшое выклинивание меловых отложений в пределах данного комплекса пород. (граф. прил. 2).

Отражающий горизонт **М-I**, приуроченный к продуктивному горизонту М-I. Диапазон значения глубин колеблется в районе от -1300 до -1480 м.

Структурный план **М-I** в целом аналогичен плану по нижележащему горизонту **М-II-5**. Аксай Южный представляет собой тектонически-экранированную структуру, осложненную серией тектонических нарушений как субширотного, так и субмеридионального простирания. Ее размеры по изогипсе -1360 м 8,2 x 5,9 км при амплитуде 50 м. В центральной части структуры наблюдается небольшое выклинивание меловых отложений в пределах данного комплекса пород. (граф. прил. 2).

Отражающий горизонт **II**, приуроченный к подошве отложений турон-сенона. Диапазон глубин колеблется в пределах от -725 м до -840 м.

Наблюдается небольшая серия тектонических нарушений, преимущественно субмеридионального простирания. В целом, структурный план аналогичен нижележащему, имея унаследованное строение. Исключение составляют некоторые локальные своды, которые, в пределах данного горизонта выхолаживаются, превращаясь в «структурный нос».

Структура Аксай Южный представлен двумя малоплощадными локальными поднятиями (А и Б) оконтуренные по изогипсе -560 м. (рис.2.1.14)

Отражающий горизонт **I**, приуроченный к подошве отложений палеогена. Перепад глубин составляет от -100 м в северной части участка 3Д до -170 м в южной части. Наблюдается небольшая серия тектонических нарушений, преимущественно субмеридионального простирания. Участок Аксай Южный не имеет локальных «положительных» осложнений. (рис.2.1.15)

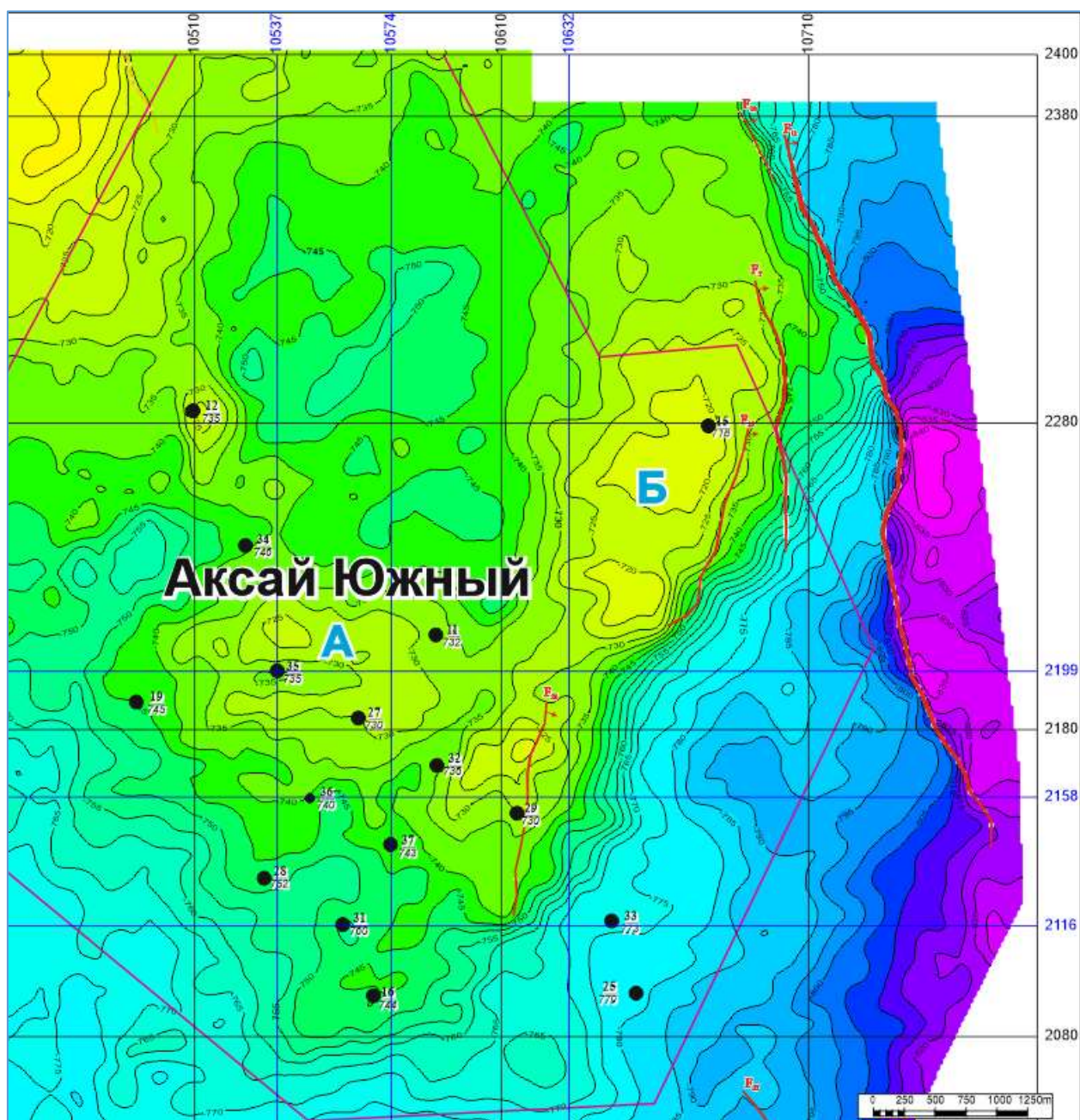


Рис. 2.1.14 – Структурная карта по отражающему горизонту II (отражающий горизонт, приуроченный к подошве отложений турон-сенона)

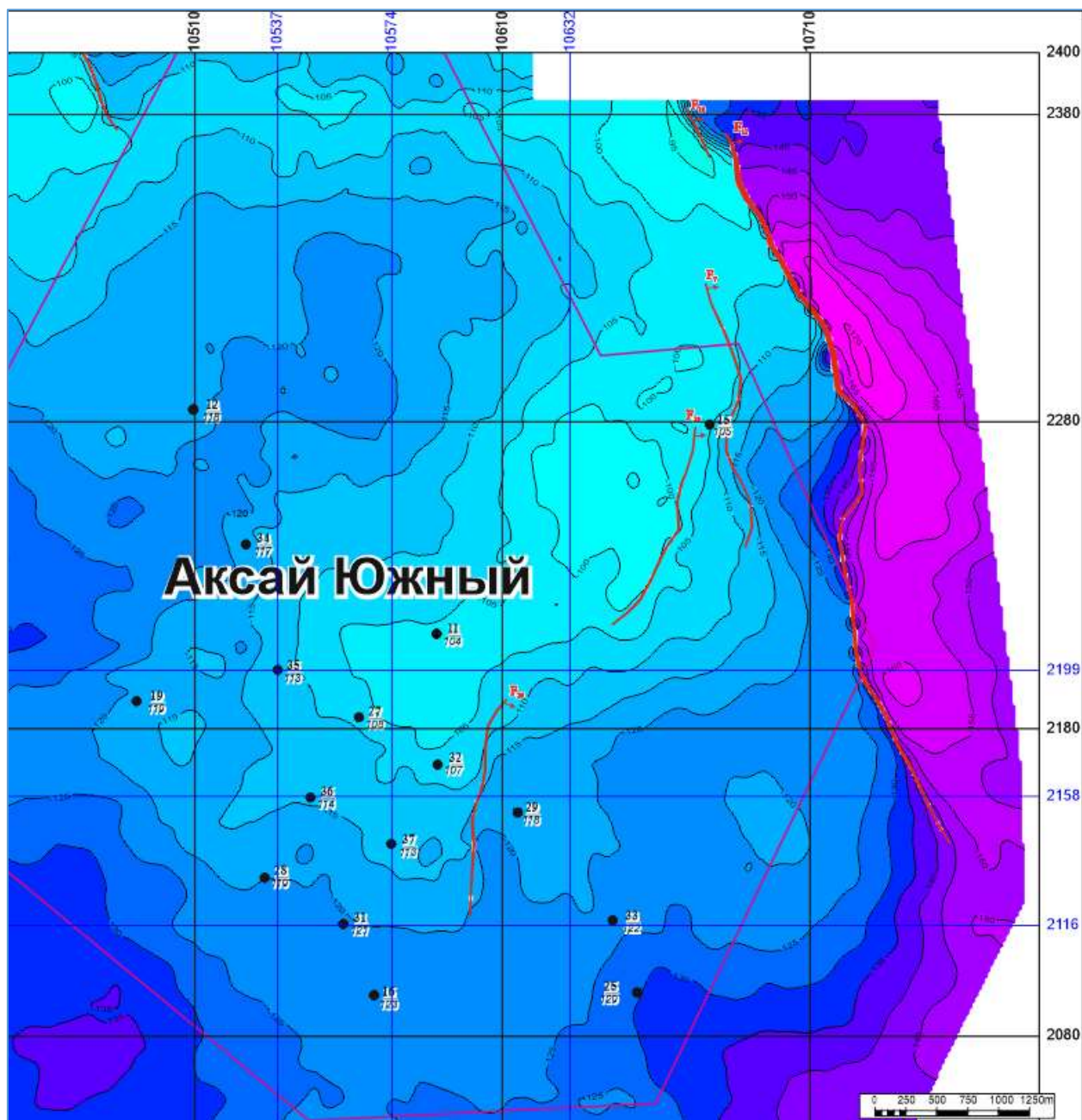


Рис. 2.1.15 – Структурная карта по отражающему горизонту I (отражающий горизонт, приуроченный к подошве отложений палеогена)

Отражающий горизонт I, приуроченный к подошве отложений палеогена. Перепад глубин составляет от -100 м в северной части участка 3Д до -170 м в южной части. Наблюдается небольшая серия тектонических нарушений, преимущественно субмеридионального простирания. Участок Аксай Южный не имеет локальных «положительных» осложнений. (рис.2.1.15).

2.1.3. Нефтегазоносность

Месторождение Аксай Южный расположено в пределах Аксайской горст-антиклинали в юго-западной прибортовой части Арыкумского прогиба Южно-Торгайской впадины. Месторождение находится в непосредственной близости к месторождению Аксай. В пределах Аксайской горст-антиклинальной зоны открыты и разведаны

месторождения Аксай, Нуралы, Западный Нуралы, Таур, Кызылкия, Северная Кызылкия, Караванчи, Южный Карабулак, Кенлык, Хаиркельды Южный.

У всех перечисленных и других месторождений Арыскупского прогиба нефтегазоносность связана с песчаными коллекторами арыскупского горизонта нижнего неокома (М-I и М-II), и с коллекторами верхней (Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III), средней (Ю-IV) и нижней юры (Ю-V, Ю-VI), в зависимости от структурного расположения отложений перечисленных горизонтов и свит. При слишком высоком положении палеоподнятий верхние горизонты могут оказаться водонасыщенными, а перспективными на нефть и газ являются нижезалегающие горизонты, при этом они экранируются прислонением к склонам поднятий или за счет структурного фактора, если непосредственно поднятия перекрываются. На всех месторождениях прогиба главным структурным фактором нефтегазонакопления является наличие палеоподнятий домезозойского структурного этажа.

Основным литологическим фактором являются песчаные породы, редко гравелиты, конгломераты и глинистые песчаники. При нахождении залежей углеводородов непосредственно на сводах высоких поднятий можно ожидать газонефтяной состав залежей, в остальных случаях характер залежей, как правило, нефтяной.

На некоторых месторождениях газонефтяные залежи приурочены к коре выветривания древней поверхности палеозой-протерозойских пород, представленной элювиальными образованиями. Обязательным для выявления залежей условием в таких случаях, является наличие сохраненного элювия, нахождение элювия гипсометрически выше основных нефтеносных коллекторов нижнего мела и юры, наличие путей миграции нефти (разломы) и перекрытие фундамента флюидоупором нижнего неокома или верхней юры.

При отсутствии элювиальных образований и наличия остальных условий, терригенно-карбонатные породы палеозоя могут быть перспективными на нефть и газ. Таковым является месторождение Северо-Западный Кызылкия, где продуктивны известняки нижнего карбона горизонта PZ.

Основным источником генерации углеводородов считаются глинистые образования с высоким содержанием рассеянного органического вещества сапропелево-гумусового состава кумкольской, карагансайской и айболинской свит юры.

Нефтегазоносность месторождения Аксай Южный связана с арыскупскими отложениями, которые в свою очередь расчленяются на две толщи, к которым приурочены продуктивные горизонты: нижнюю (М-II-4) и верхнюю (М-I, М-II-5).

В пределах месторождения установлены 3 залежи: газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой горизонта М-I, газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой горизонта М-II-5, газоконденсатная залежь горизонта М-II-4.

Поднятие Аксай Южный поделено на шесть блоков серий низко амплитудных разломов (F₁, F₂, F₃, F₄, F₅, F₆). В центральной части наблюдается выклинивание меловых отложений в пределах данного комплекса пород (в районе скважин №№ 36 и 37).

Далее приводится описание геолого-промысловой характеристики продуктивных горизонтов.

Горизонт М-I.

Газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой горизонта М-I установлена по данным опробования 7 скважин (11, 12, 15, 16, 25, 33, 37), в результате которых были получены притоки газа с конденсатом дебитами, соответственно, 98,8 тыс. м³/сут и 15,3 м³/сут (скв. 16), нефти с газом с дебитами 178 м³/сут и 39,44 тыс. м³/сут, соответственно (скв. 11). В №15 при опробовании приток не был получен. Наряду с этим, в скважине 19 проведено ИПТ, в результате которого была получена пластовая вода, по данным ГИС кровля водонасыщенного пласта в этой скважине находится на отметке -1386,98 м.

При совместном опробовании интервалов 1526,6-1534,7 м (-1342,4-1350,5 м) и 1537,1-1546,1 м (-1352,9-1361,9 м) горизонтов М-I и М-II-5 (скв. 25), получен газ с конденсатом дебитами 46,5 тыс. м³/сут и 24,6 м³/сут соответственно. При этом газонасыщенный по ГИС пласт находится в интервале 1526,7-1533,5 м (-1342,5-1349,3 м). При опробовании интервалов 1530,0-1535,0 м (-1342,2-1347,2 м) (скв. 12) получен приток воды с газом. В соответствии с актом опробования, пластовая вода получена через заколонный переток с интервала 1556-1565 м, по материалам ГИС интервал 1530,6-1534,2 м (-1342,9-1346,4 м) является газонасыщенным. В скв. № 33 и 37, где были получены притоки газа в объемах 21,7 и 4,5 м³ соответственно.

Скважина №19 пробурена в I блоке, скважины №№ 12,16, 27, 28, 29, 31, 32, 34, 35, 36 и 37 пробурены во II, центральном блоке, скважины № 11 и 15 пробурены в III блоке. В VI блоке пробурены скв. № 25 и 33.

Обоснование положение ГНК и ВНК приведено в таблице 2.1.2.

Таким образом, ГНК принимается единым для всех блоков на отметке **-1361,9 м**, что соответствует подошве газонасыщенного коллектора в скважине №33 и кровле нефтенасыщенного коллектора в скважине №11.

ВНК, принятый на отметке **-1365 м**, остался без изменений также для всех блоков.

В скважинах, вскрывших М-I продуктивный горизонт, выделено от одного до двух пластов коллекторов. Общая эффективная толщина варьирует от 0,6 м до 8 м, при среднем

значении 3,06 м. Нефтенасыщенная толщина 2,5, нефтяной пласт вскрыт единственной скважиной - 11. Газонасыщенная толщина колеблется в пределах от 0,6 м до 8,0 м, в среднем составляет 3 м. Коэффициент песчанистости равен 0,62 д. ед., коэффициент расчлененности в среднем составляет 1,13.

Площадь нефтеносности по залежи I блока составляет 438 тыс. м², газоносности – 1491 тыс. м². Исходя из принятых положений ГНК и ВНК, высота нефтяной части залежи составляет 3,1 м, газовой части – 21,9 м. Площадь нефтеносности II блока составляет 113 тыс. м², газоносности 7299 тыс. м², высота нефтяной части составляет 3,1 м, высота газовой части 61,9 м. Площадь нефтеносности III блока составляет 995 тыс. м², площадь газоносности 2896 тыс. м². Высота нефтяной части залежи 3,1 м, газовой – 31,9 м. Площадь нефтеносности IV блока составляет 317 тыс. м², площадь газоносности 304 тыс. м². Высота нефтяной части залежи 3,1 м, газовой – 11,9 м. Площадь нефтеносности V блока составляет 119 тыс. м², площадь газоносности 2961 тыс. м². Высота нефтяной части залежи 3,1 м, газовой – 21,9 м. Площадь нефтеносности VI блока составляет 191 тыс. м², площадь газоносности 170 тыс. м². Высота нефтяной части залежи 3,1 м, газовой – 11,9 м.

По типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически, литологически и стратиграфически экранированной.

Горизонт М-II-5

Газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой горизонта М-II-5 установлена по данным опробования 4 скважин (№№11, 12, 16, 25). При этом в скважине 25 она опробована совместно с горизонтом М-I, в скважине №19 проведено ИПТ. В результате опробования получены притоки газа - дебитом от 46,3 до 178,2 тыс. м³/сут и конденсата - дебитом от 20,4 до 24,6 м³/сут (скважины №№16, 25). В скв. №11 получен приток пластовой воды с нефтью 55,73 м³/сут.

ГНК принят на отметке **-1365,0** м, на середине интервала между подошвой газонасыщенного (-1360,9 м в скважине №12) и кровлей нефтенасыщенного пласта (-1369,5 м в скважине №11). **ВНК** принят на отметке -1370,4 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине №11.

Скважина №19 пробурена в I блоке, скважины №№ 12,16, 27, 28, 29, 31, 32, 34, 35, 36 и 37 пробурены во II, центральном блоке, скважины №11 и №15 пробурены в III блоке. В VI блоке пробурены скв. №25 и №33. Сква. №36 и №37 не вскрывают данный горизонт.

Обоснование положение ГНК и ВНК приведено в таблице 2.1.3.

В пределах месторождения в М-II-5 продуктивном горизонте, выделено от одного до четырех пластов коллекторов. Общая эффективная толщина варьирует от 0,7 м до 3,3 м, при среднем значении 2,02 м. Нефтенасыщенная толщина 1,5, нефтяной пласт вскрыт

единственной скважиной - №11. Газонасыщенная толщина колеблется в пределах от 0,7 м до 3,6 м, в среднем составляет 2,1 м. Коэффициент песчанистости равен 0,47 д. ед., коэффициент расчлененности равен 1,38.

Площадь нефтеносности по залежи I блока составляет 458 тыс. м², газоносности – 839 тыс. м². Исходя из принятых положений ГНК и ВНК, высота нефтяной части залежи составляет 5,4 м, газовой части – 20,4 м. Площадь нефтеносности II блока составляет 343 тыс. м², газоносности 6008 тыс. м², высота нефтяной части составляет 5,4 м, высота газовой части 60,4 м. Площадь нефтеносности III блока составляет 1369 тыс. м², площадь газоносности 3365 тыс. м². Высота нефтяной части залежи 5,4 м, газовой – 40,4 м. Площадь нефтеносности IV блока составляет 71 тыс. м², площадь газоносности 28 тыс. м². Высота нефтяной части залежи 5,4 м, газовой – 10,4 м. Площадь нефтеносности V блока составляет 584 тыс. м², площадь газоносности 2429 тыс. м². Высота нефтяной части залежи 5,4 м, газовой – 20,4 м. Площадь нефтеносности VI блока составляет 119 тыс. м², площадь газоносности 38 тыс. м². Высота нефтяной части залежи 5,4 м, газовой – 10,1 м.

По типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически и стратиграфически экранированной.

Горизонт М-II-4

В рамках ПЗ-2021 горизонт М-II-4, был разделен на три пласта по соотношению литологических разностей в отобранном керне по продуктивным комплексам и аналогии с месторождением Аксай. Пласты имеют единую гидродинамическую связь, т.е. один контакт газ-вода, в связи с чем для оценки запасов был представлен единый подсчетный план и единое описание геолого-промысловой характеристики газоконденсатной залежи.

Таблица 2.1.1 - Содержание литологических разностей

Горизонты	Вынос керна, м	Песчаники		Алевриты		Гравелиты, конгломераты		Глины, аргиллиты	
		м	%	м	%	м	%	м	%
М-I	20.06	10.39	51.8	6.14	30.6	-	-	3.53	17.6
М-II-5	15.95	6.72	42.1	2	12.5	-	-	7.23	45.3
М-II-4а	8.27	1.3	15.7	1.8	21.8	1.27	15.4	3.9	47.2
М-II-4б	26.52	12.99	49.0	2.15	8.1	11.38	42.9	-	-
М-II-4в	13.01	5.9	45.3	0.9	6.9	6.02	46.3	0.19	1.5
Всего	83.81	37.3	44.5	12.99	15.5	18.67	22.3	14.85	17.7

Таблица 2.1.1 свидетельствует о том, что по месторождению породы представлены терригенными породами: песчаниками, алевритами, грубообломочными породами (гравелит-конгломераты) и глинами (аргиллитами). Содержание гравелитов и конгломератов в горизонтах М-I и М-II-5 отсутствуют, а по горизонту М-II-4а данные породы встречаются только 15,4% от всей вынесенной породы. Содержание

грубообломочных пород увеличивается в горизонтах М-II-4б и М-II-4в (42,9% и 46,3%), и содержание почти такое же, как песчаники.

Газоконденсатная залежь горизонта М-II-4 залежь установлена по данным опробования 11 скважин (№№11, 12, 16, 25, 27, 28, 29, 31, 32, 34, 35).

В результате опробования в скважине №16 получен приток газа и конденсата 123,1 тыс. м³/сут и 0,7 м³/сут соответственно. Результатом опробования еще двух скважин стало получение притока воды с газом в интервале 1553,0-1556,0 м (-1365,2-1368,2 м) (скв. 12) и пластовой воды дебитом 8,9 м³/сут (скв. 11).

Подошва нижнего газонасыщенного коллектора в скважине №27 находится на отметке -1371,1 м. В скважине из интервала перфорации 1539-1549 м (-1359-1369 м) был получен приток жидких углеводородов с признаками газа в количестве 70,51 м³. Что также подтверждается и по скв. № 12, где подошва нижнего газонасыщенного коллектора в скважине №12 находится на отметке 1558,9 м (-1371,1м). В скважине №12 согласно акту опробования получен заколонный переток воды, связанный с некачественным цементированием. В скважине №31 подошва нижнего газонасыщенного коллектора находится на отметке -1378,3 м. В скважине из интервала перфорации 1544-1554 м (-1365-1375 м) было получено 68,8 м³ жидких углеводородов с газопроявлениями. Основываясь на то, что залежь газоконденсатная и глубинные пробы в этих скважинах не отбирались и не изучались, характер полученного флюида можно отнести к конденсату.

Скважина №19 пробурена в I блоке, скважины №№ 12,16, 27, 28, 29, 31, 32, 34, 35, 36 и 37 пробурены во II, центральном блоке, скважины № 11 и 15 пробурены в III блоке. В VI блоке пробурены скв. № 25 и 33. Скв. № 36 и 37 не вскрывают данный горизонт. Необходимо отметить, что по сравнению с вышележащими горизонтами в пределах М-II-4 наблюдается значительное увеличение границ выступа фундамента, за счет этого при обосновании ГВК в пределах II блока принимается отдельно по участкам.

Для всех блоков ГВК принят на отметке -1371,1 м, что соответствует подошве опробованного газонасыщенного коллектора в скважине №27.

Для участка IIб в пределах II блока, где пробурены скв. №№ 16, 28, 31 и I блока ГВК принят условно на отметке **-1378,3 м**, что соответствует подошве опробованного газонасыщенного коллектора в скважине №31. Наличие второго УГВК объясняется тем, что структура ступенчатообразного или коленообразного изгиба пластов горных пород, зона вреза где наблюдается увеличение мощности коллектора, по периферии структуры, образованных в результате смещения или деформации земной коры, связанного с со стратиграфическим экранированием о выступа фундамента. Скв. 31 оказалась в зоне вреза (неоднородности) в связи с эродированной поверхностью фундамента. Тем самым

вскрывшая более мощные чисто газонасыщенные коллектора, чем остальные скважины. Скважины №№ 11, 15, 19, 33 вскрывшие воду по данным ГИС и опробования не противоречат принятым отметкам ГВК.

Обоснование положение ГВК приведено в таблице 2.1.4.

В пределах месторождения М-II-4 продуктивного горизонта, выделено от одного до восьми пластов коллекторов. Общая эффективная толщина варьирует от 3,9 м до 36,6 м, при среднем значении 17,2 м. Газонасыщенная от 2,2 до 27,4 м, при среднем значении 12,9 м. Коэффициент песчанистости равен 0,61 д. ед., коэффициент расчлененности в среднем равен 4,2.

Площадь газоносности по I блоку составляет 1379 тыс. м², высота – 28,3 м. Площадь газоносности II блока составляет 4329 тыс. м², высота залежи 58,3 м. Площадь газоносности III блока 2303 тыс. м², высота 41,1 м. Площадь газоносности по IV блоку составляет 46 тыс. м², высота – 8,8 м. Площадь газоносности V блока составляет 2241 тыс. м², высота залежи 18,8 м. Площадь газоносности VI блока 46 тыс. м², высота 4,4 м.

По типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически и стратиграфически экранированной.

Табл. 2.1.1 - Положения ВНК и ГНК залежи М-I

Гори- Зонт, залежь	Местополо-жение (поднятие/блок)	Сква-жина	Опробование				Геофизика			
			нижняя отметка газа, м	верхняя отметка нефти, м	нижняя отметка нефти, м	верхняя отметка воды, м	нижняя отметка газа, м	верхняя отметка нефти, м	нижняя отметка нефти, м	верхняя отметка воды, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Месторождение Аксай Южный										
М-I	I	19	-	-	-	-	-	-	-	-1386,8
	II	12	-1361,2	-	-	-	-1346,3	-	-	-
		16	-1324,5	-	-	-	-1324	-	-	-
		27	-	-	-	-	-1338,4	-	-	-
		28	-	-	-	-	-1331,5	-	-	-
		29	-	-	-	-	-1310,1	-	-	-
		31	-	-	-	-	-1334,6	-	-	-
		32	-	-	-	-	-1314,8	-	-	-
		34	-	-	-	-	-1339,5	-	-	-
		35	-	-	-	-	-1329,8	-	-	-
		36	-	-	-	-	-1306,1	-	-	-
		37	-1305	-	-	-	-1304,6	-	-	-
	III	11	-	-	-1365,4	-	-1361,9	-1361,9	-1364,4	-
		15	-	-	-	-	-	-	-	-
	VI	25	-1358	-	-	-	-1357,7	-	-	-
		33	-1363	-	-	-	-1361,9	-	-	-
	ГНК=-1361,9 м, ВНК=-1365 м (скв.33, 11).									

Табл. 2.1.2 - Положения ВНК и ГНК залежи М-П-5

Гори- Зонт, залежь	Местополо-жение (поднятие/блок)	Сква-жина	Опробование				Геофизика			
			нижняя отметка газа, м	верхняя отметка нефти, м	нижняя отметка нефти, м	верхняя отметка воды, м	нижняя отметка газа, м	верхняя отметка нефти, м	нижняя отметка нефти, м	верхняя отметка воды, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Месторождение Аксай Южный										
М-П-5	I	19	-	-	-	-	-	-	-	-
	II	12	-1361,2	-	-	-	-1360,6	-	-	-
		16	-	-	-	-	-1335,5	-	-	-
		27	-	-	-	-	-1344,3	-	-	-
		28	-	-	-	-	-1339,9	-	-	-
		29	-	-	-	-	-1314,2	-	-	-
		31	-	-	-	-	-1346,8	-	-	-
		32	-	-	-	-	-1321	-	-	-
		34	-	-	-	-	-1342,1	-	-	-
		35	-	-	-	-	-1337,3	-	-	-
	III	11	-	-	-	-	-	-1368,9	-1370,4	-
		15	-	-	-	-	-	-	-	-1371
	VI	25	-1362,8	-	-	-	-1362,8	-	-	-
		33	-	-	-	-	-	-	-	-1370,4
	ГНК=-1365 м (на середине интервала между подошвой газонасыщенного кровлей нефтенасыщенного пласта, ВНК=-1370,4 м (скв. 11, 33))									

Табл. 2.1.3 - Положения ГВК залежи М-П-4

Гори- Зонт, залежь	Местоположение (поднятие/блок)	Скважина	Опробование		Геофизика	
			нижняя отметка газа, м	верхняя отметка воды, м	нижняя отметка газа, м	верхняя отметка воды, м
1	2	3	4	7	8	9
Аксай Южный						
М-П-4	I	19	-	-	-	-1402,1
	IIa	12	-1368,2	-	-1371,1	-1372,3
		34	-1347,6	-	-1355,3	-
		35	-1349,9	-	-1349,9	-
	IIб	16	-1368,5	-	-1367,8	-
		28	-1352,5	-	-1360,9	-
		31	-1379,4	-	-1378,3	-
	IIв	27	-1371,5	-	-1371,1	-
		29	-1333	-	-1337,8	-
		32	-1343,4	-	-1343,7	-
	III	11	-	-1390,4	-	-1375,9
		15	-	-	-	-1381,1
	VI	25	-1369,4	-	-1368,8	-1382,8
		33	-	-	-	-1373,3
	ГВК= -1371,1 (для всех блоков I, II, III, IV, V, VI) ; УГВК= -1378,3 (для участка IIб во II блоке)					

2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Для определения характеристики толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности были использованы результаты промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин, а также данные лабораторного изучения образцов керна.

Анализ результатов исследования керна. На месторождении с отбором керна пробурено 8 скважин: №№11, 12, 15, 16, 19, 25, 31, 34.

Общая проходка колонковым долотом составила 651,58 м, поднято 321,82 м керна или 49,4% от проходки, проанализировано всего 340 образцов керна 8 скважин. В меловых отложениях отобрано 133,89 м (48,2%) керна с проходкой 277,65 м, проанализировано 323 образцов керна. Характеристика отбора керна по скважинам приведена в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 – Характеристика отбора керна

№ скв.	Глубина, м	Отбор керна			Вынос керна от глубины скважины, %	Количество образцов	Количество кондиционных образцов
		Проходка, м	Вынос керна				
			м	%			
11	1771	158,2	57,95	36,6	3,3	21	11
12	1735	65,3	20,2	30,9	1,2	9	4
15	1800	127,9	90,4	70,7	5	12	2
16	1701	60,3	21,6	35,8	1,3	8	-
19	1766	154,2	57,4	37,2	3,3	39	14
25	1699,2	30,8	27,6	89,6	1,6	113	50
31	1654	39,65	31,44	79,3	1,9	100	47
34	1583	15,23	15,23	100	1	38	6
Всего	13709,2	651,58	321,82	49,4	2,3	340	134

Граничное значение пористости получено по пересечению интегральных кривых распределения пористости, имеющей проницаемости выше и ниже нижнего предела проницаемости 1 мД, так же по пересечению линии граничного значения проницаемости с трендом зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости. Таким образом граничное Кп принято равным для горизонтов: М-I, М-II-5, М-II-4а – 12%; М-II-4б, в – 9,5%.

Анализ оценки ГИС. На дату составления текущего отчета за отчетный период на месторождении новые скважины не пробурены. Фонд скважин составляет 16 единиц. С целью контроля за разработкой промыслово-геофизическими методами на месторождении проведен комплекс исследований.

В скважинах №№11, 25, 27 были проведены исследования по определению профиля притока. Исследования выполнены сервисной компанией АО «Казпромгеофизика» прибором МЕГА-ПЛТ-9 в следующей комбинации модулей: Термометрия, Влагометрия, Манометрия, Термометрия, СТИ.

По результатам PLT, выполненного в 13-14.11.2014 г. в скважине №11, интервалы 1538,0-1539,1 м; 1539,5-1540,8 м; 1541,3-1541,7 м; 1542,7-1543,6 м работают разгазированной нефтью.

В соответствии с результатами профиля притока от 09-11.11.2014 г., на момент проведения исследований скважина №25 работает газом, разгазированной нефтью, нефтью с водой и водой с нефтью.

Согласно результатам профиля притока от 05-06.11.2014 г. на момент проведения исследований, скважина №27 работает разгазированной нефтью, нефтью с водой, водой с нефтью и водой.

Для оценки качества цементирования колонн использовалась акустическая цементометрия (АКЦ) в скважинах №№12, 16, 19, 27.

Интерпретация ГИС. Интерпретация геофизических исследований проводилась при помощи программного обеспечения “Interactive Petrophysics”.

По данным материалов ГИС выполнена количественная и качественная интерпретация, в результате которой проведено литологическое расчленение разреза, выделены пласты-коллекторы, определены емкостные свойства пород, тип флюида, насыщающие пласты-коллекторы.

Определение объемной глинистости проводилось по методу ГК и ПС, для горизонта М-II-5 дополнительно привлекался БК.

При определении эффективной пористости использовался комплекс кривых КпобщНГК, АК и ГГКп.

Коэффициент водонасыщенности (K_v) по данным ГИС был определен по уравнению Арчи для всех продуктивных отложений:

$$K_v = (a \cdot R_v / K_p^m \cdot R_p)^{1/n},$$

где: R_v – УЭС пластовой воды, равен 0,046 Омм;

K_p – коэффициент пористости, оцененный по ГИС;

R_p – истинное УЭС пласта в непромытой зоне по БК;

m – экспонента цементации, равная 1,83;

n – экспонента насыщения, равная 1,99.

Граничное значение нефтегазонасыщенности составляет 45%.

В дальнейшем рекомендуется продолжить исследования методами ГИС-контроля в эксплуатационных скважинах для контроля текущего состояния пластов-коллекторов, определения тех. состояния колонны, и работающих интервалов притока, а также выявления возможных интервалов заколонных перетоков пластовой воды.

Основными показателями, характеризующими степень неоднородности горизонтов и отдельных пластов-коллекторов, являются коэффициенты доли коллекторов,

расчлененности и распространения. В таблице 2.2.3 приведены показатели неоднородности для каждой залежи, в таблице 2.2.4 – характеристика толщин, их средние значения и пределы изменения.

Таблица 2.2.3 - Статистические показатели неоднородности продуктивных горизонтов по залежам

Горизонт	Наименование	Количество скважин	Коэффициенты неоднородности, доли ед.	
			Песчанистости	Расчленённости
М-I	Среднее значение	15	0,62	1,13
	Коэффициент вариации		0,312	0,299
	Интервал изменения		0,3-0,96	1-4
М-II-5	Среднее значение	13	0,48	1,38
	Коэффициент вариации		0,442	0,451
	Интервал изменения		0,1-0,78	1-3
М-II-4	Среднее значение	12	0,61	4,21
	Коэффициент вариации		0,307	0,458
	Интервал изменения		0,3-0,90	1-8

Таблица 2.2.4 - Характеристика толщин залежей

Толщина	Наименование	М-I	М-II-5	М-II-4
Общая	Среднее значение	3,23	2,54	23,72
	Коэффициент вариации	0,570	0,519	0,487
	Интервал изменения	0,6-8	0,7-4,6	9-45,6
Эффективная	Среднее значение	3,06	2,02	17,09
	Коэффициент вариации	0,587	0,446	0,526
	Интервал изменения	0,6-8,0	0,7-3,6	3,9-36
Газонасыщенная	Среднее значение	2,5	2,1	-
	Коэффициент вариации	0	0,474	-
	Интервал изменения	2,5	0,7-3,6	-
Нефтенасыщенная	Среднее значение	1,5	1,5	12,91
	Коэффициент вариации	0	0	0,647
	Интервал изменения	1,5	1,5	2-27,4

Результаты оценки коллекторских свойств продуктивных отложений и их насыщенности, определенных по ГИС, по керну и по гидродинамике приведены в таблице 2.2.5.

Таблица 2.2.5 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Метод определе ния	Наименование	Проницаемость в газовой части, мкм ² *10 ⁻³	Проницаемость в нефтяной части, мкм ² *10 ⁻³	Пористость в газовой части, доли ед.	Газонасыщенность , доли ед.	Пористость в нефтяной части, доли ед.	Нефтенасыщен ность, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8
М-I							
Лабораторн ые исследован ия керн	Количество скважин	4	-	4	-	-	-
	Количество определений	43	-	44	-	-	-
	Среднее значение	270,1	-	0,195	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,846	-	0,209	-	-	-
	Интервал изменения	1,69-2090,8	-	0,124-0,335	-	-	-
Геофизичес кие исследован ия скважин	Количество скважин	14	1	14	14	1	1
	Количество определений	17	1	17	17	1	1
	Среднее значение	27,77	22,47	0,17	0,63	0,18	0,57
	Коэффициент вариации	0,59	-	0,07	0,11	-	-
	Интервал изменения	10,2-80,1	-	0,15-0,2	0,53-0,76	-	-
Гидродина мические исследован ия скважин.	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
М-II-5							
Лабораторн ые исследован ия керн	Количество скважин	6	-	6	-	-	-
	Количество определений	24	-	26	-	-	-
	Среднее значение	276,4	-	0,179	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,877	-	0,230	-	-	-
	Интервал изменения	1,07-2281,5	-	0,123-0,264	-	-	-
Геофизичес кие исследован ия скважин	Количество скважин	10	1	10	10	1	1
	Количество определений	16	1	16	16	1	1
	Среднее значение	33,65	10,3	0,17	0,61	0,16	0,50
	Коэффициент вариации	1,35	-	0,09	0,14	-	-
	Интервал изменения	8,9-180,8	-	0,15-0,20	0,50-0,81	-	-
Гидродина мические исследован ия скважин.	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
М-II-4 (а, б, в)							
Лабораторн ые исследован ия керн	Количество скважин	6	-	6	-		
	Количество определений	5	-	64	-		
	Среднее значение	242,5	-	0,179	-		
	Коэффициент вариации	1,944	-	0,271	-		
	Интервал изменения	1,11-2991	-	0,95-0,293	-		
Геофизичес кие исследован ия скважин	Количество скважин	10	-	10	10		
	Количество определений	36	-	36	36		
	Среднее значение	21,3	-	0,15	0,65		
	Коэффициент вариации	0,59	-	0,12	0,13		
	Интервал изменения	2,7-75,8	-	0,11-0,21	0,48-0,78		
Гидродина мические исследован ия скважин.	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-

Ниже приводятся литологические и емкостно-фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов.

Горизонт М-I. Породы представлены песчаниками, алевролитами, гравелитами. Песчаники от мелкозернистых до гравелистых, массивные, часто слоистые, от сильно- до слабосцементированных (скв. 11, 1535-1452 м), с глинисто-карбонатным и карбонатным цементом, содержат чешуйки слюды, рассеянный сидерит, пирит, углефицированные растительные остатки (скв. 31, 1508,2-1508,6 м, 1510,9-1511 м; скв. 42 1593,5-1594,1 м). Гравелит (скв. 31, 1507,3-1508,2 м, 1508,56-1510,9 м; скв. 42 1593-1593,5 м, 1594,1-1594,5 м) известковистый зеленовато-серый, темно-серый, сложен мелко-крупнозернистым гравием (25-65%), песчаником мелко- и среднезернистым. Структура пород псефитовая (грубообломочная), текстура массивная, материал перемешан хаотично, литифицирован, цемент карбонатный.

По лабораторным исследованиям коэффициент пористости в газовой части по 44 кондиционным образцам изменяется в пределах в 0,124-0,335 доли ед., в среднем составляя 0,195 доли ед., проницаемость – от 1,69 до 2090,8 мкм²*10⁻³, в среднем – 270,1 мкм²*10⁻³.

По геофизическим исследованиям скважин пористость в нефтенасыщенных коллекторах в среднем составляет 0,18 доли ед., проницаемость – 22,47 мкм²*10⁻³, нефтенасыщенность – 0,57 доли ед. В газонасыщенных коллекторах пористость меняется от 0,15 до 0,2 доли ед., в среднем равно 0,17 доли ед., проницаемость от 10,2 до 80,1 мкм²*10⁻³, в среднем составляя 27,77 мкм²*10⁻³. Значение газонасыщенности изменяется в интервале – 0,53-0,76 доли ед., в среднем – 0,63 доли ед.

Проницаемость по ГДИС не определялась.

Горизонт М-II-5. Породы, слагающие отложения горизонта М-II-5 в керне представлены песчаниками, аналогичными песчаникам М-I горизонта. Песчаник бледно-желто-коричневый, прослоями темно-серый, структура псаммитовая, зерна окатанные и полуокатанные, среднеотсортированный, текстура беспорядочная, цемент глинистый, карбонатный, отмечены включения галек доломита, углефицированных растительных остатков, реже рассеянного сидерита и пирита.

По лабораторным исследованиям коэффициент пористости в газовой части по 26 кондиционным образцам изменяется в пределах в 0,123-0,264 доли ед., в среднем составляя 0,179 доли ед., проницаемость – от 1,07 до 2281,5 мкм²*10⁻³, в среднем – 276,4 мкм²*10⁻³.

По геофизическим исследованиям скважин пористость в нефтенасыщенных коллекторах в среднем составляет 0,16 доли ед., проницаемость – 10,3 мкм²*10⁻³, нефтенасыщенность – 0,50 доли ед. В газонасыщенных коллекторах пористость меняется от 0,15 до 0,20 доли ед., в среднем равно 0,17 доли ед., проницаемость от 8,9 до 180,8

$\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя $33,65 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Значение газонасыщенности изменяется в интервале – 0,50-0,81 доли ед., в среднем – 0,61 доли ед.

Проницаемость по ГДИС не определялась.

Горизонт М-II-4. Отложения горизонта М-II-4 (а, б, в) представлены алевролитами, песчаниками, гравелитами и конгломератами. Песчаники серые, зеленовато-серые, реже коричневые, массивные, часто косослоистые, в основном, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, цемент карбонатный, реже глинистый, крепкие, плотные. Алевролиты представлены тонкими прослоями, коричневые, глинистые, плотные. Гравелиты от серых до пестроцветных, в основном, мелкогалечные, обломки пород окатанные и полуокатанные, плохосортированные, кварц полевошпатового состава, на глинисто-карбонатном и глинисто-песчаном цементе, плотные и крепкие. Конгломераты состоят из обломков (до 10 см в диаметре) пород осадочного и метаморфического происхождения, пространство между которыми заполнено песчаником зеленовато-серого цвета, грубозернистым, известковистым, местами в породе наблюдаются светло-коричневые пятна.

Продуктивный горизонт в газовой части представлен 23 кондиционными анализами. Значения пористости варьируют от 0,127 до 0,272 доли ед., проницаемости – от 1,11 до $646 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Средние значения параметров: пористость – 0,193 доли ед., проницаемость – $147,7 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Пористость по данным ГИС в газовой части меняется от 0,11 до 0,21 доли ед., в среднем равна 0,15 доли ед., проницаемость меняется от 2,7 до $75,8 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя $21,3 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Газонасыщенность меняется в диапазоне $0,48 \div 0,78$ доли ед., в среднем составляя 0,65 доли ед.

Проницаемость по ГДИС не определялась.

Статистические ряды распределения проницаемости по керну пород-коллекторов продуктивных горизонтов представлены ниже в таблице 2.2.6.

Таблица 2.2.6 – Статистические ряды распределения проницаемости

Интервалы изменения, мкм^2	По данным геофизических исследований					По данным лабораторного изучения керна		
	Число случаев					Число случаев		
	М-I		М-II-5		М-II-4	М-I	М-II-5	М-II-4
	газ	нефть	газ	нефть	газ			
1-10	-	-	2	-	14	11	5	12
10-100	17	1	13	1	22	15	9	22
100-200	-	-	1	-	-	5	3	6
200-300	-	-	-	-	-	1	2	3
300-400	-	-	-	-	-	3	-	4
400-500	-	-	-	-	-	2	-	1
500-600	-	-	-	-	-	-	1	1
600-700	-	-	-	-	-	-	-	2
700-800	-	-	-	-	-	-	1	-
800-900	-	-	-	-	-	1	1	-

900-1000	-	-	-	-	-	1	-	-
1000-2000	-	-	-	-	-	3	1	3
2000-3000	-	-	-	-	-	1	1	1

Таким образом, несмотря на то, что пористость по ГИС и керну примерно одного порядка для гидродинамических расчетов принимается Кп по ГИС, так как данные по ГИС позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов, так как количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше, чем по керну.

Проницаемость по керну и ГДИС определена не по всем горизонтам. Для характеристики проницаемости продуктивного разреза более достоверное представление даёт проницаемость, определённая по гидродинамическим исследованиям. Она характеризует проницаемость всего перфорированного интервала, а не отдельных его частей, как по анализам керна.

2.3. Свойства и состав нефти, газа, конденсата и воды

Исследования состава и свойства нефти, газа и конденсата месторождения Аксай Южный в пластовых и поверхностных условиях проводились в лабораториях ОМП ЮКНРЭ, ИГИРНИГМ, ТОО «Мунайгазгеолсервис», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», «КМГ Инжиниринг» г. Атырау в соответствии существующими внутренними методиками.

Исследование состава и свойств пластовых флюидов месторождения Аксай Южный привлечены по результатам проб нефти из скважины №11 (глубин.) и №33 (рекомб.) и рекомбинированных газоконденсатных проб из скважин №№16, 25, 28, 29, 35, 37.

На дату составления настоящего отчета в лаборатории ТОО «КМГ Инжиниринг» лабораторные исследования проводились по 4 рекомбинированным газоконденсатным пробам из следующих скважин: №37 (гор. М-I), №№28, 29, 35 (гор. М-II-4). Исследования газоконденсатных свойств пластовой смеси проводились согласно «МВИ 2 №01-2020. Методика выполнения измерений. Метод исследования газоконденсатных УВ систем на установках PVT».

Исследования пластовых проб нефти проводились в соответствии с ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти». По скважино-объектам выполнялись следующие эксперименты:

- опыт объемного расширения пластовой системы;
- опыт однократного разгазирования;
- определение вязкости пластовой нефти;
- дифференциальное разгазирование пластовой нефти.

В результате опыта объемного расширения пластовой нефти получены значения давления насыщения и средний коэффициент сжимаемости пластовой нефти в диапазоне давлений от пластового до давления насыщения.

При однократном разгазировании пластовой нефти до стандартных условий определялись газосодержание, объемный коэффициент, плотность пластовой нефти, коэффициент растворимости газа в нефти, усадка.

2.3.1. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Состав и свойства дегазированной нефти месторождения Аксай Южный представлены горизонтами М-I (4 пробы) и М-I+М-II-5 (1 проба). Свойства дегазированной нефти по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.1.

Нефть горизонта М-I со скважины №11 характеризуется, как особо легкая с плотностью 0,824 г/см³, высокопарафинистая – 11,18% масс., малосмолистая – 9,82% масс., малосернистая – 0,17% масс., застывающая при температуре плюс 15°C. Содержание асфальтенов в нефти составляет 0,29% массовых. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300°C при атмосферном давлении, составляет 51%, выход бензиновых фракций до 200°C, составляет 31 %.

Нефть горизонта М-I+М-II-5 исследована по одной пробе нефти, отобранной со скважины №11.

Нефть особо легкая с плотностью 0,812 г/см³, высокопарафинистая - 9,45% масс., малосмолистая - 4,65% масс., малосернистая - 0,13% масс., застывающая при температуре плюс 17°C. Содержание асфальтенов в нефти составило 0,07% массовых. Температура начала кипения нефти составляет плюс 50°C. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300°C, составляет 58%, выход бензиновых фракций до 200°C составляет 32%.

Из таблицы 2.3.1 видно, что дегазированная нефть меловых отложений М-I, М-I+М-II-5 по своим параметрам практически схожа, особо легкая, высокопарафинистая, смолистая, малосернистая, застывающая и с не высоким выходом светлых фракций.

Таблица 2.3.1 - Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

№ скв.	Интервал перфорации, м	Место отбора	Дата отбора	Плотность г/см ³	Вязкость кинематическая мм ² /с при температуре				Температура застывания, °С	Содержание, % массовые							Выход фракций, % объемные до температуры, оС						Исполнитель	
					20°С	40°С	50°С	60°С		парафин	общая сера	вода	смолы силикагелевые	асфальтены	коксуемость	мех. примеси	Н.К. °С	100	150	200	250	300		
Горизонт М-I																								
11	1539-1547	-	2010	0,815	6,27	-	-	-	8	9,70	0,17	-	6,60	0,40	-	-	49	10	25	34	48	57	ИГИРНИГРМ	
11	1539-1547	-	2010	0,832	11,2	-	-	-	18	6,39	-	-	7,25	0,18	-	-	-	-	25	37	45	53	ИГИРНИГРМ	
11	1539-1547	-	2010	0,823	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ОА «НИПИнефтегаз»	
11	1539-1547	-	2010	0,827	-	-	-	-	19	17,45	-	отс.	15,60	-	-	-	106*	-	12	23	32	44	АО «НИПИнефтегаз»	
Среднее значение по М-I:				0,824	8,74	-	-	-	15	11,2	0,17		9,82	0,29	-	-	49	10	21	31	42	51		
Горизонт М-I+М-II-5																								
11	1483-1556	-	-	0,812	4,98	-	-	-	17	9,45	0,13	-	4,65	0,07	-	0,013	50	10	25	32	40	58		

* - результаты отбракованы

2.3.2. Состав и свойства пластового газа

Свойства пластового газа оценены по результатам, проведенных на установке PVT-экспериментов: однократное и контактное разгазирование и истощение при постоянном объеме. При проведении PVT - исследований определены давление начала конденсации, плотность и вязкость пластового газа, коэффициент сверхсжимаемости пластового газа (Z-фактор) и по составу пластового газа рассчитаны потенциальное содержание конденсата (C_{5+} высшие).

Также непредставительной принята проба по скважине №34. В «ПЗ-2016г.» данная проба была привязана к горизонту М-II-5, однако в «ПЗ-2021г.» после заново рассмотренной корреляции данная проба относится к горизонту М-II-4. В процессе анализа данных, авторами отчета было принято решение отбраковать пробу в связи завышенной величиной потенциального содержания конденсата $188,5 \text{ г/м}^3$ что не согласуются с данными лабораторных исследований 3 отобранных проб из скважин №№28, 29, 35, где потенциальное содержание конденсата составило $129, 117,3, 135,8 \text{ г/м}^3$ соответственно. На основе результатов анализа 3 проб потенциальное содержание конденсата по горизонту М-II-4 принято на уровне среднего значения 3-х проб – $54,6 \text{ г/м}^3$.

На основе анализа и сравнения новых полученных данных в рамках «ПЗ-2026г.» был проведен пересмотр ранее утвержденных параметров потенциального содержания конденсата по горизонтам М-I и М-II-4.

Результаты исследования пробы из скважины №37 (30.01.21г) горизонта М-I показали, что пластовое давление находится на уровне $13,7 \text{ МПа}$, температура исследования $71,1^\circ\text{C}$. Плотность газа при Рпл. – $0,186 \text{ г/см}^3$, вязкость – $0,04 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Плотность сепарированного конденсата – $0,704 \text{ г/см}^3$. Коэффициент сверхсжимаемости – $0,641$ доли ед. Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе – $113,4 \text{ г/м}^3$.

Результаты исследований рекомбинированных проб из скважин №№32, 35 горизонта М-II-4 характеризуется пластовым давлением в среднем равным $12,7 \text{ МПа}$ и температурой 71°C . Плотностью газа при Рпл. – $0,116 \text{ г/см}^3$, вязкостью газа – $0,01 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Плотность сепарированного конденсата – $0,711 \text{ г/см}^3$. Коэффициент сверхсжимаемости – $0,631$ доли ед. Потенциальное содержание – $54,6 \text{ г/м}^3$. Результаты исследования всех проб пластового газа представлены в таблице 2.3.2.

2.3.3. Состав и свойства стабильного конденсата

Физико-химические свойства стабильного конденсата изучены по 18 пробам, отобранным из скважин №№33, 37 (гор. М-I), скважин №№16, 28, 29, 32,34,35 (гор. М-II-4) и из скважины №25 совместного горизонта М-I+М-II-5. Результаты исследования конденсата представлены в таблицах 2.3.3.

Свойства и состав стабильного конденсата горизонта М-I изучались по 4 пробам. Проба из скважины №33 принята как непредставительная, данная проба исследовалась как разгазированная нефть и поэтому результаты исследований не принимаются к вниманию.

На дату составления отчета дополнительная информация по свойствам конденсата получены по одной пробе из скважины №37 (инт. 1477-1481м). По результатам исследований плотность стабильного конденсата и кинематическая вязкость при 20°C равна 0,698 г/см³ и 0,6 мм²/с, соответственно. Содержание общей серы составляет 0,01% масс, содержание смол – 0,51% масс, парафина – 0,03% масс. Асфальтены в пробе конденсата отсутствуют. Сероводород не определен. Температура начала кипения конденсата составила плюс 35°C. Выход светлых фракций составил до температуры 100°C – 17% об, до 200°C (бензиновые фракции) – 47% об, до 300°C – 76% об.

Горизонт М-I+М-II-5 представлен одной пробой, отобранной со скважины №25 при совместном опробовании горизонта М-I+М-II-5.

Плотность конденсата составляет 0,765 г/см³. Кинематическая вязкость конденсата при температуре 20°C составляет 1,74 мм²/с, при температуре 50°C – 1,13 мм²/с. Температура застывания составила минус 28°C. По содержанию общей серы конденсат является малосернистым 0,07% масс, по содержанию парафинов – парафинистым 5,87% масс, по содержанию смол силикагелевых – малосмолистым 3,7% масс. Асфальтены и сероводород в конденсате отсутствуют. Содержание этилмеркаптанов составило 1,69 ppm, метилмеркаптанов – 1,03 ppm.

Температура начала кипения конденсата составила плюс 55°C. Выход светлых фракций составил до температуры 100°C - 8% об, до 200°C (бензиновые фракции) – 39% об, до 300°C - 64% об.

На дату составления отчета дополнительная информация по свойствам конденсата горизонта М-II-4 получена по 3 пробам из скважин №№32, 35. Всего горизонт представлен 13 представительными пробами конденсата.

По результатам исследований плотность стабильного конденсата при 20°C меняется от 0,699 до 0,716 г/см³. Кинематическая вязкость при 20°C меняется от 0,5 до 0,8 мм²/с.

Содержание общей серы в конденсате в среднем равно - 0,02% масс, конденсат является малосернистым, по содержанию парафинов – малопарафинистым 0,36% масс, по содержанию смол силикагелевых – малосмолистым 0,81% масс, содержание асфальтенов составило – 0,04. Температура начала кипения конденсата составила плюс 36,1°C. Выход светлых фракций составил до температуры 100°C – 33,1 об, до 200°C (бензиновые фракции) – 69,1% об, до 300°C – 73,8% об.

Таблица 2.3.2 - Свойства пластового газа

№/№	№№ скв.	Дата отбора дд.мм.гггг	и.п. Кровля м	и.п. Подошва м	Горизонт	Вид пробы	Глубина отбора м	Температура исследования С°	Давление исследования проб МПа	Давление начала конденсации (точка росы) МПа	Коэффициент сверхжимаемости (z фактор) д. ед	Плотность газа при пластовом давлении г/см³	Вязкость газа при пластовом давлении МПа*с	Коэффициент пластового объема газа при Рначконд	Молярная масса пластового газа г/моль	Плотность сепарированного конденсата г/см³	Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе г/м³	Давление источения пласта МПа	Коэффициент извлечения %	Исполнители
1	*37	30.01.2021	1477.0	1481.0	М-I	реком.	-	71.1	13.7	13.2	0.641	0.183	0.04		24.4	0.704	113.4			КМГ Инжиниринг
2	37	16.06.2025	1477.0	1481.0	М-I	реком.		71.2	12.8	12.0	0.639	0.122	0.01	0.01	22.3	0.702	54.5	7.0	49.8	КМГ Инжиниринг
3	37	11.02.2026	1477.0	1481.0	М-I	устье.	-	23.2*	4.51*	-	0.631	-	-	-	22.1	0.690	42.0			ТОО ИТЦ "Геолог"
в среднем по представительным пробам								71.2	12.8	12.0	0.635	0.122	0.01	0.01	22.2	0.696	48.2	7.0	49.8	
4	*34	04.08.2015	1522.4	1525.4	М-II-4	реком.	-	72.0	15.0	14.4	0.759	0.234	0.05		24.9	0.694	188.5			Каспиймунайгаз
5	*28	01.02.2021	1518.0	1528.0	М-II-4	реком.	-	72.4	15.0	13.4	0.673	0.198	0.06	0.01	24.5	0.716	129.9	3.2	46.0	КМГ Инжиниринг
6	*29	30.01.2021	1497.0	1509.0	М-II-4	реком.	-	69.2	13.8	13.2	0.604	0.201	0.07	0.01	24.3	0.708	117.3	3.0	42.9	КМГ Инжиниринг
7	*35	31.01.2021	1518.0	1527.0	М-II-4	реком.	-	71.1	13.5	13.0	0.617	0.187	0.07		24.0	0.705	135.8			КМГ Инжиниринг
8	*35	14.04.2025	1518.0	1527.0	М-II-4	глуб.	1150.00	72.0	16.5	15.2	0.803	0.158	0.01		21.6	0.703	77.7			КМГ Инжиниринг
9	32	14.06.2025	1514.0	1520.0	М-II-4	реком.		69.5	12.6	12.1	0.615	0.119	0.01	0.01		0.710	59.8	7.4	51.2	КМГ Инжиниринг
10	35	15.06.2025	1518.0	1527.0	М-II-4	реком.		71.5	12.8	12.2	0.627	0.113	0.01	0.01	21.6	0.713	45.7	7.5	48.7	КМГ Инжиниринг
11	35	13.02.2026	1518.0	1527.0	М-II-4	устье.	-	22*	4.51*	-	0.622	-	-	-	21.5	0.709	58.3	-	-	ТОО ИТЦ "Геолог"
в среднем по представительным пробам								71.0	12.7	12.1	0.621	0.116	0.01	0.01	21.6	0.711	54.6	7.5	2.0	

Таблица 2.3.3 - Физико-химические свойства конденсата

№№ п/п	№№скв.	Дата отбора	и.п. кровля m	и.п. подошва m	Горизонт	Плотность при 20°С г/см³	Плотность при 20°С кг/м³	Вязкость кинематическая при 10°С	Вязкость кинематическая при 20°С	Вязкость кинематическая при 50°С	<u>содер. %масс</u> <u>Смол-силикателевых</u>	<u>содер. %масс</u> <u>Асфальтенов</u>	<u>содер. %масс</u> <u>Серы</u>	Температура °С Застывания	Температура °С Вспыши в закрытом тигле	<u>содер. %масс</u> <u>Парафинов</u>	Температура °С Плавления парафина	<u>содер. %масс</u> <u>Воды</u>	<u>Кислотное число</u> мгКОН/гр	<u>содер. %масс</u> <u>Мех. Примесей</u>	<u>Концентрация</u> <u>хлористых солей</u> мг/дм³	<u>содер. %масс</u> <u>Коксусесть</u>	Давление насыщенных паров кПа	Массовая доля млн-1 (ppm) <u>Этилмеркаптанов</u>	Массовая доля млн-1 (ppm) <u>Метилмеркаптанов</u>	Фракц. состав <u>Начало кипения °С</u>	Выход фракций % объемные. До 50 °С	Выход фракций % объемные. До 100 °С	Выход фракций % объемные. До 200 °С	Выход фракций % объемные. До 250 °С	Выход фракций % объемные. До 300 °С	
1	33*	02.08.2016	1535.0	1539.0	М-I	0.814	814.0		5.1	2.7	7.8		0.10	-28.0		2.21	57.4	0.7								60.0		7.0	27.0	37.0	48.0	
2	37	30.01.2021	1477.0	1481.0	М-I	0.704	704.0		0.7		0.8		0.01	-98.0		0.04	53.5									35.0		17.0	47.0	61.0	76.0	
3	37	16.06.2025	1477.0	1481.0	М-I	0.702	701.7	0.8	0.7	0.4	0.8		0.02	-36.0	-25.0	0.04	53.6	15.0	0.03	0.0024	67.4	0.21	12.0	2.0	2.0	30.0	7.0	48.0	86.0			
4	37	11.02.2026	1477.0	1481.0	М-I	0.690	689.7	0.6	0.5		0.0	0.0	0.01	-60.0		0.02				0.0178	5.0					25.0	10.0	50.0	90.0			
Среднее значение по пробам горизонта М-II-4:						0.698	698.5	0.7	0.6	0.4	0.5	0.0	0.01	-64.7	-25.0	0.03	53.6	15.0	0.03	0.0101	36.2	0.21	12.0	2.0	2.0	30.0	8.5	38.3	74.3	61.0	76.0	
5	25	04.11.2016	1526.6	1546.1	М-I+М-II-5	0.765	765.0		1.7	1.1	3.7		0.07	-28.0		5.87	54.1	0.7						1.7	1.0	55.0		8.0	39.0	54.0	64.0	
6	16		1510.0	1529.0	М-II-4	0.734	734.0																		-	55.0		-	-	-	90.0	
7	16		1537.0	1547.0	М-II-4	0.711	711.0																		-	50.0		-	90.0	96.0	-	
8	16		1510.0	1529.0	М-II-4	0.703	703.0		0.5		0.2	0.1	0.06	-20.0		1.16									-	33.0		51.0	86.0	-	-	
9	16		1537.0	1547.0	М-II-4	0.700	700.0		0.5		0.4	0.1	0.04	-20.0		0.63									-	35.0		40.0	70.0	78.0		
10	34	04.08.2015	1522.4	1525.4	М-II-4	0.699	699.0		0.5	0.3	0.1		0.01	-54.0		0.03	54.2								-	40.0		17.0	47.0	60.0	73.0	
11	27	03.11.2016	1539.0	1549.0	М-II-4	0.734	734.0		1.1		1.1		0.02	-51.0		1.25	54.3								1.6	1.2	40.0		19.0	49.0	61.0	73.0
12	29	30.01.2021	1497.0	1509.0	М-II-4	0.708	708.0		0.7		0.8		0.01	-97.0		0.05	53.5									35.0		16.0	43.0	58.0	74.0	
13	28	01.02.2021	1518.0	1528.0	М-II-4	0.716	716.0		0.8		1.7	0.0	0.01	-96.0		0.11	53.5									40.0		15.0	43.0	57.0	72.0	
14	35	31.01.2021	1518.0	1527.0	М-II-4	0.705	705.0	0.8	0.7		0.7		0.01	-98.0		0.03	53.3									35.0		17.0	47.0	62.0	76.0	
15	35	31.01.2021	1518.0	1527.0	М-II-4	0.703	702.6	0.7	0.7	0.4																						
16	32	14.06.2025	1514.0	1520.0	М-II-4	0.710	710.1	0.8	0.7	0.4	0.8		0.03	-36.0	-25.0	0.06	53.6		0.04	0.0016	39.3	0.12	70.0	2.0	2.0	35.0		43.0	90.0			
17	35	15.06.2025	1518.0	1527.0	М-II-4	0.713	713.2	0.9	0.7	0.5	0.8		0.03	-36.0	-25.0	0.08	53.8		0.06	0.0014	33.7	0.15	92.0	2.0	2.0	30.0	5.0	49.0	90.0			
18	35	13.02.2026	1518.0	1527.0	М-II-4	0.709	709.2	0.7	0.7		0.5	0.0	0.01	-60.0		1.07	53.6	5.0		0.0908	1864.0					28.0	10.0	50.0	85.0	92.0		
Среднее значение по пробам горизонта М-II-4:						0.707	707.0	0.8	0.6	0.4	0.7	0.0	0.02	-57.4	-25.0	0.36	53.6	5.0	0.05	0.0313	645.7	0.14	81.0	2.0	2.0	36.1	7.5	33.1	69.1	71.9	73.8	

* - результаты отбракованы

2.3.4. Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Свойства пластовой нефти горизонта М-I месторождения Аксай Южный оценены по результатам исследований 4 проб нефти из скважины №11 (инт. 1539-1547м) и по 3 рекомбинированным пробами, отобранных из скважин №25, 33 (табл. 2.3.4).

Две пробы из скважины №11 были отбракованы в связи с высоким газосодержанием ($313 \text{ м}^3/\text{т}$), что возможно связано с расположением скважины на границе ГНК.

По полученным результатам PVT-исследования из скважины №33 была отобрана проба нефти схожая по параметрам пластовой нефти из скважины №11 того же горизонта. При проведении опробования в скважине №33 получили приток газа и воды, однако вследствие расположения скважины на ГНК, возможно произошло перетоки нефти с нефтяной оторочки. Согласно протоколу отбора пробы дебит газа составлял $6700 \text{ м}^3/\text{сут.}$, дебит нефти – $3,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$, что составляет КГФ-522,4 $\text{см}^3/\text{м}^3$ или газосодержание-1914 $\text{м}^3/\text{м}^3$, однако пробы газа сепарации и дегазированной жидкости рекомбинировали с газосодержанием - 104,58 $\text{м}^3/\text{м}^3$ и исследовали как нефтяную.

В связи с вышеизложенным, результаты исследования рекомбинированной пробы из скважины №33 не отбраковываются, но и для осреднения не принимались до уточнения данных результатов.

Результаты проведенных исследования пробы по скважине №25, вызывают много вопросов. Полученные пробы газа сепарации и дегазированной жидкости были рекомбинированы согласно указанного ГФ=2821 $\text{м}^3/\text{т}$ (КГФ=463 $\text{см}^3/\text{м}^3$) при пластовых условиях. Проба осталась в двухфазном состоянии. Обводненность скважины составляет – 90%. Подробно не описано, была ли произведена подготовка проб для рекомбинации. При исследовании газовой фазы был сделан вывод, что флюид относится к чисто газовому, однако дальнейшая часть пробы была рекомбинирована и исследована как нефтяной пластовый флюид.

По общепринятой классификации залежей, плотность дегазированной УВ жидкости – 765 $\text{кг}/\text{м}^3$ (меньше 827 $\text{кг}/\text{м}^3$) и отсутствие асфальтенов предполагают, что данная жидкость – конденсат. Полученные результаты исследований отличаются от принятых по горизонту М-I. В связи с этим, полученные параметры пластового флюида скважины №25 в усреднении свойств по горизонту не участвовали.

Рекомбинированная проба, отобранная из скважины №27, относящаяся к горизонту М-II-4 – газоконденсатная залежь, также была исследована как пластовая нефть. По тем же причинам, что и в предыдущем случае, результаты исследований не будут приниматься к вниманию.

При расчете средних характеристик пластовой нефти принимались результаты, полученные по трем пробам из скважины №11 (табл. 5.3.1).

Средние значения параметров составили: газосодержание – 220,2 м³/т, объемный коэффициент 1,600 д.ед., плотность и вязкость пластовой нефти - 0,65 г/см³ и 0,505 мПа×с соответственно. Давление насыщения составляет 13,95 МПа. В связи с отсутствием лабораторных исследований глубинных проб нефти по горизонту М-II-5, параметры нефти взяты по аналогии горизонта М-I.

Таблица 2.3.4 - Состав и свойства нефти в пластовых условиях

№ п/п	№ скв.	Дата отбора дд.мм.гггг	и.п. Кровля м	и.п. Подшва м	Глубина отбора м	Горизонт	Температура исследования С°	Давление исследования проб	Давление насыщения при температуре пласта МПа	Газосодержание м³/м³	Газосодержание м³/т	Объемный коэффициент	Пересчетный коэффициент	Плотность нефти в пластовых условиях г/см³	Средний коэффициент изотермической сжимаемости нефти при пластовой температуре 10 ⁻⁴ */МПа	Вязкость нефти в пластовых условиях мПа*с	Плотность нефти в дегазированном состоянии при 20°С г/см³	Кэф.растворимости газа м³/м³* МПа	Относительная плотность газа по воздуху	Усадка нефти %
1	11		1539.00	1547.00		М-I	74.0	16.3	14.7	201.5	244.8	1.650	0.606	0.6600	0.002304	0.53	0.8233	13.7		39.5
2	11*		1539.00	1547.00		М-I	69.0	15.6	14.4	255.1	313.0	1.560	0.641	0.6400	0.002000	0.58	0.8150	17.7		35.0
3	11		1539.00	1547.00		М-I	70.0	15.2	12.4	163.3	200.4	1.560	0.641	0.6400	0.002000	0.58	0.8150	13.2		35.0
4	11	16.03.2012	1538.00	1545.00	1540	М-I	71.9	15.0	14.8	178.0	215.5	1.589	0.629	0.6490	0.002525	0.41	0.8260	12.1	0.957	37.1
5	33** рек.	02.08.2016	1535.00	1539.00		М-I	73.0	12.5	11.7	104.6	128.5	1.227	0.815	0.7520	0.001893	0.65	0.8140	8.9		18.5
6	25** рек.	04.11.2016	1526.60	1546.10		М-I	77.0	15.5	14.5	180.7	236.3	1.545	0.647	0.6240	0.002979	0.33	0.7650	12.5		35.3
Среднее значение по пробам горизонта М-I							72.0	15.5	14.0	180.9	220.2	1.600	0.625	0.6497	0.002276	0.51	0.8214		0.957	37.2

* - отбракованные данные; ** - результаты по скважине не учитываются

2.3.5. Компонентный состав и свойства газа

Компонентный состав свободного газа по горизонту М-I изучен по 2 пробам из скважин №16 и 37. Основным компонентом свободного газа является метан: его содержание в среднем составляет – 77,1% мол, содержание этана в среднем составляет - 10,7% мол. Содержание сероводорода по исследованиям в пробах газа составляет меньше 10 ppm (<0,001 мольн. %), в ранее исследованиях сероводород не определялся. Серосодержащие соединения определялись на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000.1» согласно СТ РК 1320-2009 «Газ природный. Определение содержания соединений серы с использованием газовой хроматографии» (табл.2.3.5).

При анализе попутного газа на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000.1» с использованием детектора ПФД (пламенно-фотоионизационный датчик) с более чувствительным и низким порогом обнаружения серосодержащих соединений, было обнаружено низкое содержание сероводорода, который не был обнаружен при определении компонентного состава очищенного природного газа с использованием датчика ДТП (порог чувствительности до 0,001). Содержание этил- и метилмеркаптанов – не обнаружено. В связи с этим, в расчете усредненного компонентного состава свободного газа сероводород не учитывался.

Горизонт М-II-4. Состав свободного газа газоконденсатной залежи горизонта М-II-4 исследован по 11 пробам из скважин №12,16, 28, 29, 34, 35. Газ является жирным, содержание C_2 +высшие >25% (20,7%), метанового типа, в среднем содержание метана составляет 79,8% мол.

Содержание этана, пропана и бутанов на уровне – 9,49, 4,81 и 1,04%, соответственно. Содержание C_5 +высшие – 0,68%. Из не углеводородных компонентов присутствует: азот – 2,14%, углекислый газ – 0,08%. Относительная плотность газа сепарации 0,779 г/см³.

Сероводород в составе растворенного газа отсутствует.

Таблица 2.3.5 - Компонентный состав газа

№п/п	№/№ скв.	Дата отбора	и.п. кровля м	и.п. подошва м	Глубина отбора	Горизонт	Компонент	Гелии	Водород	Кислород	Сероводород (H2S)	Углекислый газ (CO2)	Азот+редкие (N2)	метан(C1)	этан(C2)	пропан(C3)	изобутан(i-C4)	н. Бутан(n-C4)	изопентан(i-C5)	н. Пентан(n-C5)	гексаны(C6)	гептаны(C7)	Октаны (C8)	Нонаны (C9)	Деканы (C10)	Сумма	C2+	Молекулярная масса флюида расчетная	Плотность газа относительная (по воздуху)	Плотность газа, кг/м³	потенциальное содержание C2	потенциальное содержание C3	потенциальное содержание C4
1	16		1499.0	1503.0		М-I	мол. %		0.01	0.40	0.12	0.15	1.03	81.17	10.70	4.70	0.48	1.03	0.10	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.0	17.1	19.7	0.831	1.001	133.8	86.2	36.5
2	37	02.10.2024	1477.0	1481.0		М-I	мол. %				0.00	0.04	4.65	72.98	10.80	6.42	0.99	2.30	0.65	0.81	0.25	0.10	0.01			100.0	22.3	22.4	0.782	0.942	135.0	117.8	79.5
3	37		1477.0	1481.0		М-I	мол. %		0.00	0.00	0.00	0.12	1.68	81.99	8.74	4.61	0.60	1.15	0.53	0.39	0.17	0.03	0.01			100.0	16.2	20.2	0.699	0.842	109.2	84.5	42.2
4	37	16.06.2025	1477.0	1481.0		М-I	мол. %		0.00	0.00	0.00	0.04	2.55	73.08	12.73	7.29	1.42	1.39	0.66	0.64	0.17	0.03	0.01			100.0	24.3	22.3	0.776	0.935	159.1	133.7	67.8
5	37	11.02.2026	1477.0	1481.0		М-I	мол. %	0.03	0.00	0.00	0.00	0.05	3.84	75.29	11.40	6.04	0.76	1.58	0.32	0.36	0.17	0.10	0.04	0.00	0.00	100.0	20.8	21.4	0.743	0.894	142.6	110.8	56.6
Среднее значение М-I:							мол. %	0.03	0.00	0.10	0.02	0.08	2.75	76.90	10.87	5.81	0.85	1.49	0.45	0.46	0.15	0.05	0.01	0.00	0.00	100.0	20.2	21.2	0.766	0.923	135.9	106.6	56.5
6	12		1543.0	1549.0		М-II-5	мол. %		0.07	0.10	0.01	0.05	0.15	84.73	9.69	3.65	0.36	0.86	0.15	0.18						100.0	14.9	19.1	0.801	0.965	121.2	66.9	29.5
7	12		1553.0	1556.0		М-II-4	мол. %		0.08	0.10	0.02	0.10	0.08	85.56	9.08	3.65	0.33	0.65	0.20	0.15						100.0	14.1	19.0	0.794	0.956	113.5	66.9	23.7
8	12		1553.0	1556.0		М-II-4	мол. %		0.01	0.04	0.01	0.02	0.01	87.61	8.07	3.65	0.40	0.18								100.0	12.3	18.4	0.771	0.929	100.9	66.9	14.0
9	16		1510.0	1529.0		М-II-4	мол. %		0.01	0.17	0.03	0.12	0.52	85.45	8.23	3.65	0.46	1.11	0.12	0.13						100.0	13.7	19.1	0.801	0.965	102.9	66.9	38.0
10	*16		1510.0	1529.0		М-II-4	мол. %		0.01	0.17	0.06	0.20	0.25	94.34	0.66	3.65	0.21	0.28	0.09	0.08						100.0	5.0	17.5	0.734	0.884	8.3	66.9	11.8
11	16		1537.0	1547.0		М-II-4	мол. %		0.01	0.42	0.12	0.15	1.03	81.93	10.75	3.65	0.72	1.03	0.08	0.11						100.0	16.3	19.5	0.823	0.991	134.4	66.9	42.3
12	16		1537.0	1547.0		М-II-4	мол. %		0.01	0.23	0.04	0.14	0.42	85.72	9.12	3.65	0.10	0.40	0.08	0.09						100.0	13.4	18.7	0.785	0.946	114.0	66.9	12.1
13	*16		1537.0	1547.0		М-II-4	мол. %		0.01	0.14	0.09	0.08	0.42	87.89	6.32	3.65	0.41	0.72	0.11	0.16						100.0	11.4	18.6	0.781	0.941	79.0	66.9	27.3
14	34	04.08.2015	1522.4	1525.4		М-II-4	мол. %				0.00	0.05	4.58	74.07	9.28	5.33	1.05	2.41	0.82	1.06	0.94	0.39	0.02			100.0	21.3	22.9	0.953	1.148	116.0	97.8	83.7
15	28	01.02.2021	1518.0	1528.0		М-II-4	мол. %				0.00	0.05	4.66	72.38	10.93	6.81	0.98	2.23	0.66	0.84	0.33	0.11	0.02			100.0	22.9	22.6	0.783	0.943	136.7	125.0	77.8
16	29	30.01.2021	1497.0	1509.0		М-II-4	мол. %				0.00	0.05	5.04	73.73	10.54	6.32	0.86	1.91	0.52	0.66	0.26	0.10	0.02			100.0	21.2	22.0	0.763	0.919	131.8	115.8	67.0
17	35	31.01.2021	1518.0	1527.0		М-II-4	мол. %				0.00	0.06	5.73	71.79	9.40	6.57	1.16	2.80	0.89	1.09	0.39	0.11	0.02			100.0	22.4	23.1	0.799	0.962	117.5	120.5	95.6
18	32	08.10.2024	1514.0	1520.0		М-II-4	мол. %				0.00	0.12	1.90	82.44	8.15	4.59	0.55	1.10	0.39	0.48	0.23	0.03	0.01			100.0	15.5	20.1	0.697	0.840	101.9	84.3	39.9
19	32	08.10.2024	1514.0	1520.0		М-II-4	мол. %				0.00	0.14	1.78	80.95	9.00	5.00	0.66	1.25	0.56	0.45	0.18	0.03	0.01			100.0	17.1	20.5	0.709	0.854	112.5	91.7	46.1
20	34	13.08.2024	1528.0	1533.0		М-II-4	мол. %				0.00	0.07	0.97	80.15	10.49	5.63	0.67	1.38	0.30	0.34	0.01	0.00	0.00			100.0	18.8	20.5	0.708	0.853	131.2	103.2	49.6
21	34	13.08.2024	1528.0	1533.0		М-II-4	мол. %				0.00	0.03	0.85	79.60	10.86	5.92	0.68	1.40	0.30	0.36	0.00	0.00	0.00			100.0	19.5	20.6	0.713	0.859	135.8	108.5	50.4
22	35	14.04.2025	1518.0	1527.0	1150.0	М-II-4	мол. %				0.00	0.04	4.41	74.84	10.87	6.17	0.78	1.67	0.40	0.50	0.21	0.09	0.03			100.0	20.7	21.6	0.749	0.902	135.9	113.2	59.2
23	32	14.06.2025	1514.0	1520.0		М-II-4	мол. %				0.00	0.03	2.13	72.41	12.54	7.81	1.44	1.96	0.60	0.65	0.40	0.03	0.00			100.0	25.4	22.7	0.792	0.954	156.8	143.3	82.1
24	35	15.06.2025	1518.0	1527.0		М-II-4	мол. %		0.00	0.00	0.00	0.04	3.59	75.16	11.02	6.11	1.15	1.68	0.57	0.52	0.12	0.03	0.01			100.0	21.2	21.7	0.755	0.909	137.8	112.0	68.4
25	35	13.02.2026	1518.0	1527.0		М-II-4	мол. %	0.03	0.00		0.00	0.05	3.94	76.72	11.17	5.54	0.63	1.24	0.21	0.23	0.10	0.08	0.05	0.01	0.00	100.0	19.3	20.9	0.723	0.871	139.6	101.7	45.2
Среднее значение М-II-4:							мол. %	0.03	0.02	0.15	0.01	0.07	2.32	79.18	9.95	5.21	0.72	1.40	0.40	0.46	0.26	0.08	0.02	0.01	0.00	100.0	18.5	20.9	0.773	0.932	124.5	95.5	51.4

* - результат не учитывается

2.3.6. Состав и свойства пластовых вод

Месторождения Аксай Южный приурочены к южной части Торгайского артезианского бассейна, который занимает обширную Южно-Торгайскую впадину меридионального простираения. Южно-Торгайская впадина расчленяется на Жиланшакский и Арыкумский прогибы, разделенные Мынбулакской седловиной.

Воды Торгайского артезианского бассейна формируются в сложных геологических и гидрогеологических условиях: засушливость климата, удаленность от основных областей питания при наличии водоносных коллекторов, отсутствие постоянно действующих рек. Повсеместная закрытость структур определяет особенности накопления, движения и водообмена в водоносных горизонтах.

Подземные воды палеогеновых отложений на месторождении Аксай характеризуются пробами воды, отобранными из водозаборной скважины BW-1 в 2012 г. Подземные воды по классификации В. А. Сулина имеет гидрокарбонатно-натриевый генетический тип, при минерализации $3,5 \text{ г/дм}^3$ и плотности $1,002 \text{ г/см}^3$ относятся к группе солоноватых.

Подземные воды меловых отложений.

Воды меловых отложений месторождения Аксай Южный и Аксай представляют собой слабые рассолы с минерализацией от $52,8$ до $111,3 \text{ г/дм}^3$, в среднем составляющей $72,9 \text{ г/дм}^3$ и с плотностью $1,040 - 1,066 \text{ г/см}^3$ в среднем составляющей $1,051 \text{ г/см}^3$.

По классификации В.А. Сулина пробы воды относятся к хлоркальциевому генетическому типу, так как в солевом составе наблюдается преобладание анионов хлора над катионами натрия и калия. Общая жесткость меловых вод, обусловленная суммарным содержанием Ca^{2+} и Mg^{2+} исходя из значений данных компонентов, является очень жесткой.

Микрокомпонентный состав подземных вод изучен по 8 пробам воды из скважин месторождения Аксай и из 1 скважины месторождения Южный Аксай. В подземных водах выявлена концентрация солей брома – $140 - 225 \text{ мг/л}$, йода – $0,07 - 3,8 \text{ мг/л}$, фтора – $0,05 - 28,3 \text{ мг/л}$ и бора – $1,25 - 5,6 \text{ мг/л}$. В пробе воды из скважины 1 в интервале $1575-1619 \text{ м}$ выявлена концентрация солей лития – $2,8 \text{ мг/л}$, рубидия – $0,19 \text{ мг/л}$, цезия – $0,05 \text{ мг/л}$ и меньше, стронция – $50,5 \text{ мг/л}$ и радия – $25,03 \text{ мг/л}$.

На месторождениях Аксай Южный гидрогеотермические исследования не проводились, поэтому были приняты замеры температур месторождения Нуралы, находящегося в аналогичных геологических условиях. Геотермический градиент на месторождении Нуралы принят $4 - 4,5^\circ\text{C}/100 \text{ м}$, а геотермическая ступень равна $25 \text{ м/}^\circ\text{C}$.

Вышеизложенный анализ по данному месторождению позволяет сделать вывод о возможном естественном упруговодонапорном режиме, либо естественном отстающем водонапорном режиме работы залежей с элементами газонапорного.

Пластовые воды верхних водоносных комплексов могут быть использованы для организации орошаемого земледелия, водоснабжения и обводнения пастбищных территорий, а также технических целей при разработке месторождения, бытовых нужд и питья после соответствующей обработки.

2.4. Физико-гидродинамическая характеристика

В целях понимания механизма миграции флюида в коллекторе на физических моделях продуктивного пласта проводят экспериментальные исследования по определению физико-гидродинамических характеристик, определяющих полноту извлечения нефти из породы при разработке с применением заводнения: коэффициента вытеснения нефти водой, относительной фазовой проницаемости, капиллярного давления.

Виды и объем специальных исследований приведены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 – Виды и объем специальных исследований, проведенных на керне

Виды исследований (количество)	Организация выполнившая анализ	Скважина	Кол-во исследований
Специальные исследования			
УЭС при 100% водонасыщенности и при водонасыщенности, достигнутой центрифугированием (АУ), образец	ТОО «Мунайгазгеолсервис», 2002г.	№№11, 12	11
Исследования методом нагнетания ртути, образец	ТОО «Везерфорд-КЭР», 2013г.	№№31, 34	24
Капиллярометрия и УЭС (АУ), образец	Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2014г.	№№31, 34	4
Исследования методом жидкостной экструзии, образец			21
Определение ОФП для нефти и воды, модель/образец			7/10

Кривые капиллярного давления. Кривые капиллярного давления *определены методом полупроницаемой мембраны* системы PLS-200 с 4-мя гидростатическими кернодержателями для образцов диаметром 37-38 мм (1,5 дюйма).

Для анализа были отобраны 4 образца керна скважин №№31, 34, из них 2 образца по горизонту М-П-4а, 2 образца по горизонту М-П-4в. Результаты исследования капиллярного давления приведены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 – Результаты по капиллярному давлению методом полупроницаемой мембраны

№ скв.	Горизонт	№ образца	Литология	Глубина, м	Пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Водонасыщенность образца, д.ед.
31	М-П-4а	050301017K02H	Песчаник известковистый	1523,4	20,7	227	0,38
31	М-П-4а	050301020K01H	Песчаник известковистый	1526,09	18,7	41,4	0,46
34	М-П-4в	050302003K02H	Песчаник	1534,19	23,5	244	0,38
34	М-П-4в	050302003K03H	Песчаник	1534,47	17,2	167	0,30

Согласно таблице 2.4.2, отобранные в горизонте **М-П-4а** характеризуется пористостью 18,7 и 20,7%, проницаемостью 41,4 и 227 мД, при этом имеет водонасыщенность 0,38 и 0,46 доли

ед. образцы представлены песчаниками известковистыми (рис. 2.4.1а).

По горизонту **М-II-4в** образцы представлены песчаниками среднезернистыми и крупнозернистыми, характеризуются значениями пористости, изменяющейся от 17,2 до 23,5%, проницаемости – от 167 до 244 мД, при этом водонасыщенность составила от 0,30 до 0,38 доли ед. (рис. 2.4.1б).

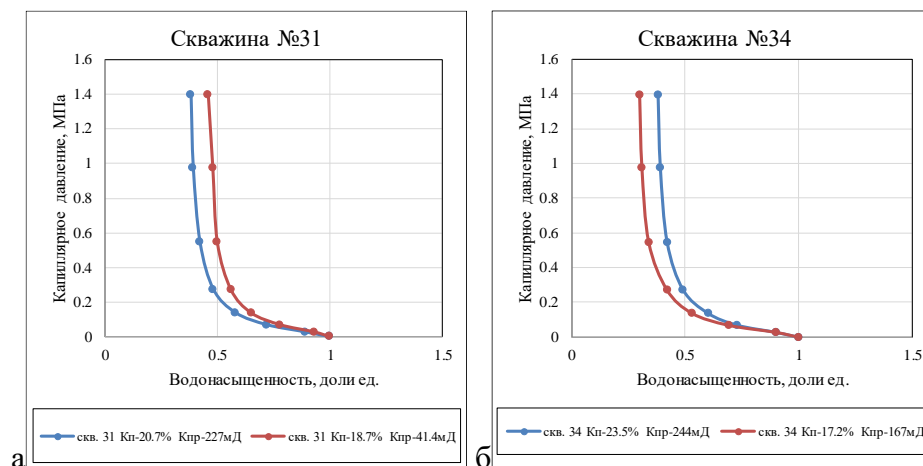


Рис. 2.4.1 – Кривые капиллярного давления по горизонтам: а)скважина №31, б)скважина №34 для песчаников

Результаты исследований керна методом ртутной порометрии. По данным ртутной порометрии, выполненной для 24 образцов пород из скважин №№31, 34, рассчитана водонасыщенность, принимаемая за остаточную $K_{ов}$ при капиллярном давлении $R_{кг-в}$ (эквивалент)=200 psi (1,38 МПа), что соответствует объему воды, находящейся в порах радиусом ($r_{пор}$)=0,1 мкм. Кривые капиллярного давления методом нагнетания ртути приведены на рис. 2.4.2 и 2.4.3.

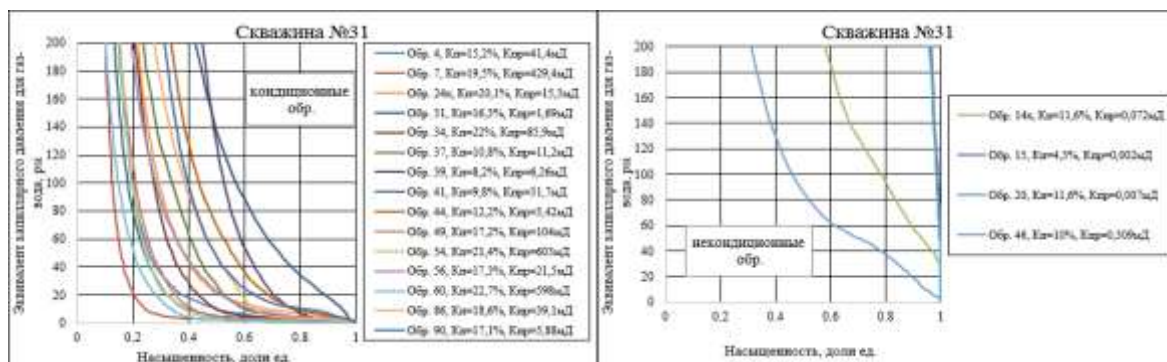


Рис. 2.4.2 – Кривые капиллярного давления методом нагнетания ртути, скв. №31.

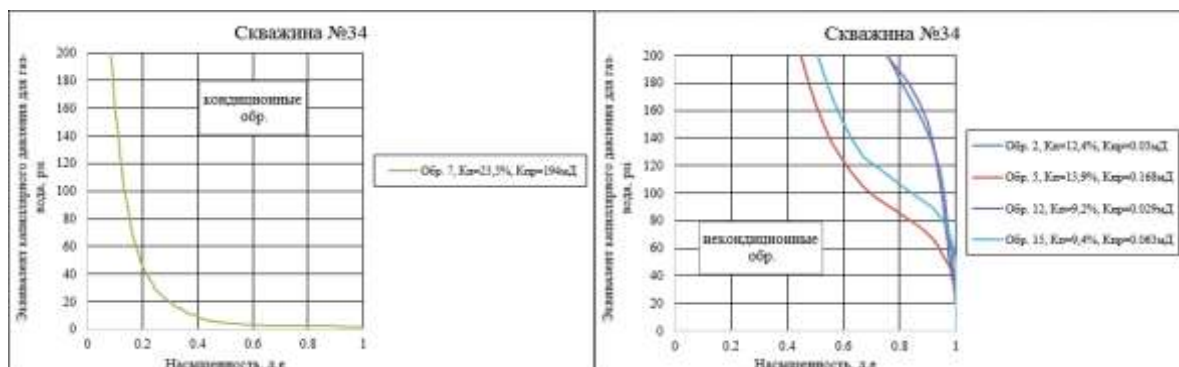


Рис. 2.4.3 – Кривые капиллярного давления методом нагнетания ртути, скв. №34.

Эксперименты, выполненные на образцах, показали, что:

- для кондиционных образцов остаточная водонасыщенность варьирует от 0,087 доли ед. при $K_{пр} = 194$ мД до 0,451 доли ед. при $K_{пр} = 6,26$ мД, в среднем 0,223 доли ед.;
- для некондиционных образцов остаточная водонасыщенность составляет 0,316 и 0,960 доли ед., в среднем 0,664 доли ед.

Относительная фазовая проницаемость для нефти и воды, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой. Лабораторией ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» (нынешняя лаборатория Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» с 2020 года) определение относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды проведен в 2014г. на 7 моделях 10 образцов керна скважин №№31, 34.

- по горизонту М-II-5, при средней пористости 18,55% и остаточная водонасыщенность равна 0,525 доли ед., остаточная нефтенасыщенность – 0,11 доли ед., коэффициент вытеснения – 0,77 доли ед. Значения относительных проницаемостей при $S_{ог}$ варьируют от 0,144 до 0,189 доли ед., в среднем составляя 0,167 доли ед.

- по горизонту М-II-4а, при средней пористости 16,83% и проницаемости 134,2 мД, остаточная водонасыщенность равна 0,453 доли ед., остаточная нефтенасыщенность – 0,137 доли ед., коэффициент вытеснения – 0,747 доли ед. Значения относительных проницаемостей при $S_{ог}$ варьируют от 0,171 до 0,209 доли ед., в среднем составляя 0,19 доли ед.

- по горизонту М-II-4б, при средней пористости 19,7% и остаточная водонасыщенность равна 0,510 доли ед., остаточная нефтенасыщенность – 0,110 доли ед., коэффициент вытеснения

– 0,78 доли ед. Значения относительных проницаемостей при S_{or} в среднем составляет 0,172 доли ед.

- по горизонту М-II-4в, при средней пористости 19,80% и проницаемости 205,5 мД, остаточная водонасыщенность равна 0,350 доли ед., остаточная нефтенасыщенность – 0,200 доли ед., коэффициент вытеснения – 0,69 доли ед. Значения относительных проницаемостей при S_{or} в среднем равен 0,207 доли ед.

В таблице 2.4.3 приведены экспериментальные данные.

Вид кривых относительной фазовой проницаемости для нефти и воды представлены на рисунке 2.4.4.

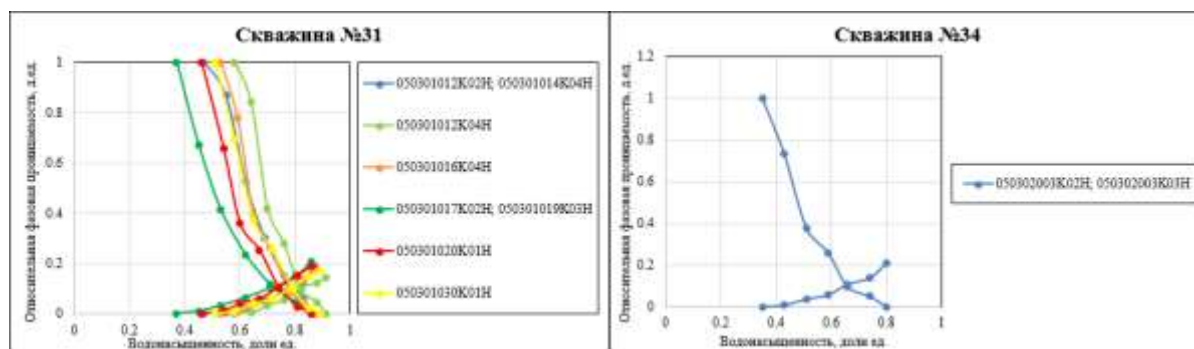


Рис 2.4.4 – Кривые относительных проницаемостей для системы вода-нефть, скв. №№31, 34.

Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов представлены в таблице 2.4.4.

Полученные параметры по результатам специальных исследований на керне (остаточная водонасыщенность, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти) необходимо использовать в гидродинамических расчетах.

Таблица 2.4.3 – Результаты исследования относительной проницаемости в системе вода-нефть.

№ скважина	№ модель	№ образца	Глубина, м	Глубина по привязке, м	Горизонт	Пористость, %	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Проницаемость по воде, 10^{-3} мкм ²	Проницаемость для нефти при ост. водонасыщенности, 10^{-3} мкм ²	Остаточная водонасыщенность, д. ед.	Остаточная нефтенасыщенность, д. ед.	Коэффициент вытеснения, д. ед.	Относительная проницаемость по воде при Кон. доли ед.	Относительная проницаемость по нефти Ков. доли ед.
31	8	12K02H	1518,49	1518,49	М-II-5	18,8	-	67,2	67,2	0,470	0,130	0,75	0,189	1
		14K04H	1520,87	1520,87										
31	9	12K04H	1518,81	1518,81	М-II-5	18,3	-	29,7	32,7	0,580	0,090	0,79	0,144	1
31	10	16K04H	1522,93	1522,93	М-II-4a	12,5	-	4,1	4,5	0,530	0,130	0,72	0,171	1
31	11	17K02H	1523,4	1523,4	М-II-4a	19,5	227	146,3	160,9	0,370	0,140	0,78	0,209	1
		19K03H	1525,76	1525,76										
31	12	20K01H	1526,09	1526,09	М-II-4a	18,5	41,4	23,6	25,9	0,460	0,140	0,74	0,190	1
31	13	30K01H	1536,03	1536,03	М-II-4б	19,7	-	35,1	35,1	0,510	0,110	0,78	0,172	1
34	14	03K02H	1534,19	1532,49	М-II-4в	19,8	205,5	50,8	50,8	0,350	0,200	0,69	0,207	1
		03K03H	1534,47	1532,77										

Таблица 2.4.4 – Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов

Горизонт	Зоны пласта	Наименование величин	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
								для воды при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанной водой
М-II-5	ЧГЗ	Количество определений, шт.	-	2	2	2	2	2	2
		Среднее значение	-	0,525	0,475	0,11	0,77	0,167	1
		Интервал изменения	-	0,47-0,58	0,42-0,53	0,09-0,13	0,75-0,79	0,144-0,189	-
М-II-4a	ЧГЗ	Количество определений, шт.	2	3	3	3	3	3	3
		Среднее значение	134,2	0,453	0,547	0,135	0,747	0,19	1
		Интервал изменения	41,4-227	0,37-0,53	0,47-0,63	0,13-0,14	0,72-0,78	0,171-0,209	-
М-II-4б	ЧГЗ	Количество определений, шт.	-	1	1	1	1	1	1
		Среднее значение	-	0,51	0,49	0,11	0,78	0,172	1
		Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
М-II-4в	ЧГЗ	Количество определений, шт.	1	1	1	1	1	1	1
		Среднее значение	205,5	0,35	0,65	0,2	0,69	0,207	1
		Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-

2.5. Запасы нефти, газа и конденсата

Первый «Отчет по подсчету запасов нефти и газа месторождения Аксай, Кызылординской области. Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.01.2003 г.» выполнен ТОО «Мунайгазгеолсервис» по результатам уточнения геологического строения месторождения по сейсмике 3Д(2001г) и утверждены в ГКЗ РК (Протокол №223-03-У от 18 апреля 2003 г).

В 2010 году по результатам пробной эксплуатации был выполнен «Отчет по подсчету запасов нефти и газа месторождения Аксай по состоянию на 02.01.2009 года», который был утвержден ГКЗ РК (Протокол № 948-10-У от 21 июля 2010 года).

В 2016 г. АО «НИПИнефтегаз» выполнил отчет «Пересчет запасов нефти, газа и конденсата месторождений Аксай и Аксай Южный», по состоянию 02.01.2016г (Протокол №1727-16-У). По результатам отчета месторождение Аксай было разделено на два самостоятельных месторождения Аксай и месторождение Аксай Южный.

На месторождении Аксай Южный за весь период разведки и опытно-промышленной эксплуатации было пробурено 16 скважин, большая часть из которых пробурена на газоконденсатные залежи. И только одной скважиной №11 была вскрыта нефтяная оторочка в горизонтах М-I и М-II-5. Согласно протоколу ГКЗ РК №1727-16-У запасы нефтяной оторочки горизонта М-II-5 были переведены в забалансовые.

В 2021г АФ ТОО «КМГИ» на основе 16 пробуренных скважин, отчета обработки и интерпретации данных высокоразрешающей сейсморазведки (ВРС) 3Д-МОГТ 2020г, а также результатах новых геолого-физических и лабораторных данных был составлен отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата месторождения Аксай Южный» по состоянию на 02.01.2021г., утвержденный ГКЗ РК (Протокол №2382-21-У от 03.12.2021г).

В 2026 АФ ТОО «КМГИ» на основе анализа новых газоконденсатных проб был составлен отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата месторождения Аксай Южный» по состоянию на 01.01.2026г., утвержденный ГКЗ РК.

Согласно протоколу ГКЗ РК (Протокол №2382-21-У от 03.12.2021г утвержденные запасы нефти и растворенного в нефти газа в целом по месторождению составили:

Категория	Нефти, тыс. т		Растворенный газ, млн. м ³	
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
C ₁	94	21,9	20	5
C ₂	137	15,9	31	3,4
з/б	153	-	33	-

Утвержденные запасы пластового, сухого газа и конденсата в целом по месторождению составили:

Категория	Пластовый газ, млн. м ³		Сухой газ, млн. м ³		Конденсат, тыс. т	
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
Газ газовой шапки						
C ₁	1217	821,7	1151	777,3	61	21,5
C ₂	24	9	23	9	1,3	0,3
Свободный газ						
C ₁	1637	1163,2	1549	1100,5	89,3	34,5
C ₂	19	7	18	6	1	0,2
ГШ+СГ						
C ₁	2854	1984,9	2700	1877,8	150,3	56
C ₂	43	16	41	15	2,3	0,5

В таблицах 2.5.1-2.5.2 приведены утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти, растворенного в нефти газа и конденсата состоянию на 01.01.2026 г.

Таблица 2.5.1 - Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Аксай Южный по состоянию на 01.01.2026г.

Горизонт	Местоположение	Зона по характеру насыщения	Категория запасов	Площадь, тыс. м²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м³	Коэфф-ты. д.ед.			Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м³/т	Геологические запасы растворенного газа, млн. м³	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн. м³
							пористости	нефтенасыщенности	пересчетный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
М-I	I	ГНЗ	C₂	181	1,1	203	0,18	0,57	0,625	0,824	11	0,116	1,3	220,2	2	0,3
		ЧНЗ	C₂	119	1,2	146	0,18	0,57	0,625	0,824	8	0,116	0,9	220,2	2	0,2
		ВНЗ	C₂	137	1,1	151	0,18	0,57	0,625	0,824	8	0,116	0,9	220,2	2	0,2
		всего	C₂	438		500					27		3		6	0,7
	II	ГНЗ	C₂	58	1,5	87	0,18	0,57	0,625	0,824	5	0,116	0,6	220,2	1	0,1
		ЧНЗ	C₂	33	2,0	65	0,18	0,57	0,625	0,824	3	0,116	0,3	220,2	1	0,1
		ВНЗ	C₂	23	1,5	34	0,18	0,57	0,625	0,824	2	0,116	0,2	220,2	0	0,0
		всего	C₂	113,1		185,9					10		1,1		2	0,2
	III	ГНЗ	C₁	499	1,9	971	0,18	0,57	0,625	0,824	51	0,233	11,9	220,2	11	3,0
		ЧНЗ	C₁	137	3,3	448	0,18	0,57	0,625	0,824	24	0,233	5,6	220,2	5	1,0
		ВНЗ	C₁	158	2,2	353	0,18	0,57	0,625	0,824	19	0,233	4,4	220,2	4	1,0
		ГНЗ	C₂	109	2,0	218	0,18	0,57	0,625	0,824	11	0,116	1,3	220,2	2	0,3
		ЧНЗ	C₂	48	3,0	143	0,18	0,57	0,625	0,824	8	0,116	0,9	220,2	2	0,2
		ВНЗ	C₂	44	2,0	88	0,18	0,57	0,625	0,824	5	0,116	0,6	220,2	1	0,1
		всего	C₁	794		1771					94		21,9		20	5,0
		C₂	201		448					24		2,8		5	0,6	
	IV	ГНЗ	C₂	161	1,5	241	0,18	0,57	0,625	0,824	13	0,116	1,5	220,2	3	0,3
		ЧНЗ	C₂	88	1,0	88	0,18	0,57	0,625	0,824	5	0,116	0,6	220,2	1	0,1
		ВНЗ	C₂	69	1,0	69	0,18	0,57	0,625	0,824	4	0,116	0,5	220,2	1	0,1
		всего	C₂	316,9		397,2					22		2,6		5	0,5
	V	ГНЗ	C₂	91	3,0	269	0,18	0,57	0,625	0,824	14	0,116	1,6	220,2	3	0,4
		ЧНЗ	C₂	14	5,3	76	0,18	0,57	0,625	0,824	4	0,116	0,5	220,2	1	0,1
		ВНЗ	C₂	14	5,0	69	0,18	0,57	0,625	0,824	4	0,116	0,5	220,2	1	0,1
		всего	C₂	119		414					22		3		5	0,6
	VI	ГНЗ	C₂	88	3,5	312,2	0,18	0,57	0,625	0,824	16	0,116	1,9	220,2	4	0,4
		ЧНЗ	C₂	48	3,1	151,9	0,18	0,57	0,625	0,824	8	0,116	0,9	220,2	2	0,2
		ВНЗ	C₂	55	2,9	158,1	0,18	0,57	0,625	0,824	8	0,116	0,9	220,2	2	0,2
		всего	C₂	191		622					32		4		8	0,8
Итого балансовые			C₁	794		1771					94		21,9		20	5,0
			C₂	1379		2568						137		15,9		31

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
М-II-5	I	ГНЗ	з/б	161	1,4	230	0,16	0,50	0,625	0,812	9		0	220,2	2	0
		ЧНЗ	з/б	169	1,9	319	0,16	0,50	0,625	0,812	13		0	220,2	3	0
		ВНЗ	з/б	139	1,5	203	0,16	0,50	0,625	0,812	8		0	220,2	2	0
		всего	з/б	469		753					30		0		7	0
	II	ГНЗ	з/б	154	1,6	194	0,16	0,50	0,625	0,812	8		0	220,2	2	0
		ЧНЗ	з/б	64	1,9	123	0,16	0,50	0,625	0,812	5		0	220,2	1	0
		ВНЗ	з/б	124	1,3	166	0,16	0,50	0,625	0,812	7		0	220,2	2	0
		всего	з/б	343		483					20		0		5	0
	III	ГНЗ	з/б	464	1,0	480	0,16	0,50	0,625	0,812	19		0	220,2	4	0
		ЧНЗ	з/б	491	1,0	509	0,16	0,50	0,625	0,812	21		0	220,2	5	0
		ВНЗ	з/б	413	1,0	423	0,16	0,50	0,625	0,812	17		0	220,2	4	0
		всего	з/б	1369		1412					57		0		13	0
	IV	ГНЗ	з/б	13	1,6	21	0,16	0,50	0,625	0,812	1		0	220,2	0	0
		ЧНЗ	з/б	25	2,0	50	0,16	0,50	0,625	0,812	2		0	220,2	0	0
		ВНЗ	з/б	33	1,5	49	0,16	0,50	0,625	0,812	2		0	220,2	0	0
		всего	з/б	71		119					5		0		0	0
	V	ГНЗ	з/б	348	1,2	433	0,16	0,50	0,625	0,812	18		0	220,2	4	0
		ЧНЗ	з/б	126	1,7	218	0,16	0,50	0,625	0,812	9		0	220,2	2	0
		ВНЗ	з/б	111	1,3	149	0,16	0,50	0,625	0,812	6		0	220,2	1	0
		всего	з/б	584		800					33		0		7	0
	VI	ГНЗ	з/б	33	1,5	49	0,16	0,50	0,625	0,812	2		0	220,2	0	0
		ЧНЗ	з/б	29	2,0	58	0,16	0,50	0,625	0,812	2		0	220,2	0	0
		ВНЗ	з/б	58	1,5	86	0,16	0,50	0,625	0,812	4		0	220,2	1	0
		всего	з/б	119		193					8		0		1	0
Итого забалансовые			з/б	2954		3759					153		0		33	0

Таблица 2.5.2 - Сводная таблица подсчета запасов газа газовых шапок месторождения Аксай Южный по состоянию 01.01.2026 г.

Залежь	Блок	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь газоносности, тыс. м²	Средневзвешен. эфф. газонасыщ. толщ, м	Объем газосыщенных пород, тыс.м³	Коэффициен, д.ед.		Пластовое давление, Мпа		Поправка за отклон. от 3-на Бойля-Мариотта		Поправка за температуру	Козф. перевода техн. атмосфер в физические	Нач. геол. запасы пласт. газа, млн.м³	КИГ	Нач. извл. запасы пласт. газа, млн.м³	Мольная доля сухого газа	Начальные запасы сухого газа, млн.м³		Потенц содержание стаб. конденсата, г/м³	КИК	Начальные запасы конденсата, тыс.т	
							пористости	газонасыщенности	начальное, Мпа	конечное, Мпа	начальное	конечное							геологические	извлекаемые			геологические	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	19	17	18	20	21	22	23	24	25
Газ газовой шапки																								
М-I	I	C1	ЧГЗ	1313	1,9	2436	0,17	0,63	13,4	0,113	1,575	1	0,852	9,87	46	0,637	29,3	0,946	44	27,7	48,2	0,354	2,2	0,8
		C1	ГНЗ	178	1,1	199	0,17	0,63	13,4	0,113	1,575	1	0,852	9,87	4	0,637	2,5	0,946	4	2,4	48,2	0,354	0,2	0,1
		C1	всего	1491	1,8	2635									50		31,8		47	30,1			2,4	0,9
	II	C1	ЧГЗ	7241	2,7	19423	0,17	0,63	13,4	0,113	1,575	1	0,852	9,87	367	0,637	233,9	0,946	347	221	48,2	0,354	17,7	6,3
		C1	ГНЗ	58,1	2,2	126	0,17	0,63	13,4	0,113	1,575	1	0,852	9,87	2	0,637	1,3	0,946	2	1,2	48,2	0,354	0,1	0,0
		C1	всего	7299	2,7	19548									369		235,2		349	222,4			17,8	6,3
	III	C1	ЧГЗ	2288	3,0	6916	0,17	0,63	13,4	0,113	1,575	1	0,852	9,87	131	0,637	83,5	0,946	124	79,0	48,2	0,354	6,3	2,2
		C1	ГНЗ	608	2,2	1306	0,17	0,63	13,4	0,113	1,575	1	0,852	9,87	25	0,637	15,9	0,946	24	15,1	48,2	0,354	1,2	0,4
		C1	всего	2896	2,8	8222									156		99,4		148	94,1			7,5	2,6
	IV	C1	ЧГЗ	143	2,1	294	0,17	0,63	13,4	0,113	1,575	1	0,852	9,87	6	0,637	3,8	0,946	6	3,6	48,2	0,354	0,3	0,1
		C1	ГНЗ	161	3,4	548	0,17	0,63	13,4	0,113	1,575	1	0,852	9,87	10	0,637	6,4	0,946	9	6	48,2	0,354	0,5	0,2
		C1	всего	304	2,8	843									16		10,2		15	9,6			0,8	0,3
	V	C1	ЧГЗ	2870	4,8	13714	0,17	0,63	13,4	0,113	1,575	1	0,852	9,87	259	0,637	165,0	0,946	245	156,1	48,2	0,354	12,5	4,4
		C1	ГНЗ	91	3,7	336	0,17	0,63	13,4	0,113	1,575	1	0,852	9,87	6	0,637	3,8	0,946	6	3,6	48,2	0,354	0,3	0,1
		C1	всего	2961	4,7	14050									265		168,8		251	159,7			12,8	4,5
	VI	C1	ЧГЗ	82	3,5	284	0,17	0,63	13,4	0,113	1,575	1	0,852	9,87	5	0,637	3,2	0,946	5	3	48,2	0,354	0,2	0,1
		C1	ГНЗ	88,1	3,5	312	0,17	0,63	13,4	0,113	1,575	1	0,852	9,87	6	0,637	3,8	0,946	6	3,6	48,2	0,354	0,3	0,1
			C1	всего	170	3,5	596									11		7,0		10	6,6			0,5
Итого по М-I		C1		15121	3,0	45894									867		552,4		820	522,5			41,8	14,8
М-II-5	I	C1	ЧГЗ	678	2,3	1560	0,17	0,61	14,3	0,113	1,610	1	0,852	9,87	31	0,770	23,9	0,946	29	22,6	54,6	0,355	1,7	0,6
		C1	ГНЗ	161	1,7	272	0,17	0,61	14,3	0,113	1,610	1	0,852	9,87	5	0,770	3,8	0,946	5	3,6	54,6	0,355	0,3	0,1
		C1	всего	839	2,2	1832									36		27,7		34	26,2			2,0	0,7
	II	C1	ЧГЗ	5854	1,4	8003	0,17	0,61	14,3	0,113	1,610	1	0,852	9,87	160	0,770	123,1	0,946	151	116,5	54,6	0,355	8,7	3,1
		C1	ГНЗ	153,8	2,0	307	0,17	0,61	14,3	0,113	1,610	1	0,852	9,87	6	0,770	4,6	0,946	6	4,4	54,6	0,355	0,3	0,1
		C1	всего	6008	1,4	8310									166		127,7		157	120,9			9,0	3,2

Продолжение таблицы 2.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	19	17	18	20	21	22	23	24	25	
М-II-5	III	C ₁	ЧГЗ	1938	1,0	1938	0,17	0,61	14,3	0,113	1,610	1	0,852	9,87	39	0,770	30,0	0,946	37	28,4	54,6	0,355	2,1	0,7	
		C ₁	ГНЗ	236	1,0	244	0,17	0,61	14,3	0,113	1,610	1	0,852	9,87	5	0,770	3,8	0,946	5	3,6	54,6	0,355	0,3	0,1	
		C ₂	ЧГЗ	963	1,0	963	0,17	0,61	14,3	0,113	1,610	1	0,852	9,87	19	0,385	7	0,946	18	7	54,6	0,177	1,0	0,2	
		C ₂	ГНЗ	229	1,0	229	0,17	0,61	14,3	0,113	1,610	1	0,852	9,87	5	0,385	2	0,946	5	2	54,6	0,177	0,3	0,1	
		C ₁	всего	2173	1,0	2181										44		33,8		42	32,0			2,4	0,8
		C ₂	всего	1192	1,0	1192										24		9,0		23	9			1,3	0,3
	IV	C ₁	ЧГЗ	15	2,8	41	0,17	0,61	14,3	0,113	1,610	1	0,852	9,87	1	0,770	0,8	0,946	1	1	54,6	0,355	0,1	0,0	
		C ₁	ГНЗ	13	1,7	23	0,17	0,61	14,3	0,113	1,610	1	0,852	9,87	0	0,770	0	0,946	0	0	54,6	0,355	0,0	0,0	
		C ₁	всего	28	2,3	64										1		0,8		1	0,7			0,1	0,0
	V	C ₁	ЧГЗ	2082	2,2	4558	0,17	0,61	14,3	0,113	1,610	1	0,852	9,87	91	0,770	70,0	0,946	86	66,3	54,6	0,355	5,0	1,8	
		C ₁	ГНЗ	348	1,6	548	0,17	0,61	14,3	0,113	1,610	1	0,852	9,87	11	0,770	8,5	0,946	10	8,0	54,6	0,355	0,6	0,2	
		C ₁	всего	2429	2,1	5106										102		78,5		96	74,3			5,6	2,0
	VI	C ₁	ЧГЗ	5	2,3	11	0,17	0,61	14,3	0,113	1,610	1	0,852	9,87	0	0,770	0	0,946	0	0	54,6	0,355	0,0	0,0	
		C ₁	ГНЗ	32,5	1,4	46	0,17	0,61	14,3	0,113	1,610	1	0,852	9,87	1	0,770	1	0,946	1	1	54,6	0,355	0,1	0,0	
		C ₁	всего	38	1,5	57										1		0,8		1	0,7			0,1	0,0
Итого по М-II-5		C ₁		11514	1,5	17550									350		269,3		331	254,8			19,2	6,7	
		C ₂		1192	1,0	1192										24		9,0		23	9			1,3	0,3
Итого ГШ		C ₁													1217		821,7		1151	777,3			61,0	21,5	
		C ₂														24		9,0		23	9			1,3	0,3
Свободный газ																									
М-II-4	I	C ₁	ГЗ	915	9,6	8759	0,15	0,69	13,9	0,112	1,610	1	0,852	9,87	170	0,711	120,8	0,946	161	114,3	54,6	0,387	9,3	3,6	
		C ₁	всего	915	9,6	8759,3										170		120,8		161	114,3			9,3	3,6
	II (Скв. 12-34-35)	C ₁	ГЗ	1462	7,5	10920	0,15	0,65	13,9	0,112	1,610	1	0,852	9,87	199	0,711	141,4	0,946	188	133,8	54,6	0,387	10,9	4,2	
		C ₁	ГВЗ	845	5,3	4436	0,15	0,65	13,9	0,112	1,610	1	0,852	9,87	81	0,711	57,6	0,946	77	54,5	54,6	0,387	4,4	1,7	
		C ₁	всего	2307	6,7	15356										280		199,0		265	188,3			15,3	5,9
	II (Скв. 27)	C ₁	ГЗ	192	13,2	2524	0,15	0,59	13,9	0,112	1,610	1	0,852	9,87	42	0,711	29,8	0,946	40	28,2	54,6	0,387	2,3	0,9	
		C ₁	ГВЗ	106	12,8	1355	0,15	0,59	13,9	0,112	1,610	1	0,852	9,87	22	0,711	15,6	0,946	21	14,8	54,6	0,387	1,2	0,5	
		C ₁	всего	298	13,0	3879										64		45,4		61	43,0			3,5	1,4
	II (Скв. 29-32)	C ₁	ГЗ	611	14,2	8703	0,15	0,59	13,9	0,112	1,610	1	0,852	9,87	144	0,711	102,3	0,946	136	96,8	54,6	0,387	7,9	3,1	
		C ₁	всего	611	14,2	8703										144		102,3		136	96,8			7,9	3,1
	II (Скв. 28-31-16)	C ₁	ГЗ	949	19,5	18492	0,15	0,69	13,9	0,112	1,610	1	0,852	9,87	358	0,711	254,4	0,946	339	240,7	54,6	0,387	19,5	7,5	
		C ₁	ГВЗ	164	19,5	3188	0,15	0,69	13,9	0,112	1,610	1	0,852	9,87	62	0,711	44,1	0,946	59	41,7	54,6	0,387	3,4	1,3	
		C ₁	всего	1113	19,5	21681										420		298,5		397	282,4			22,9	8,8
	III	C ₁	ГЗ	303	19,1	5788	0,15	0,59	13,9	0,112	1,610	1	0,852	9,87	96	0,711	68,2	0,946	91	64,5	54,6	0,387	5,2	2,0	
		C ₁	ГВЗ	1431	8,6	12314	0,15	0,59	13,9	0,112	1,610	1	0,852	9,87	204	0,711	145,0	0,946	193	137,1	54,6	0,387	11,1	4,3	
		C ₂	ГВЗ	569	2,0	1138	0,15	0,59	13,9	0,112	1,610	1	0,852	9,87	19	0,355	7	0,946	18	6	54,6	0,193	1,0	0,2	
		C ₁	всего	1734	10,4	18101										300		213,2		284	201,6			16,3	6,3
		C ₂	всего	569	2,0	1138										19		7,0		18	6			1,0	0,2

Продолжение таблицы 2.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	19	17	18	20	21	22	23	24	25
М-II-4	IV	C ₁	ГВЗ	46	2,0	91	0,15	0,65	13,9	0,112	1,610	1	0,852	9,87	2	0,711	1,4	0,946	2	1,3	54,6	0,387	0,1	0,0
		C ₁	всего	46	2,0	91									2		1,4		2	1,3			0,1	0,0
	V	C ₁	ГЗ	2039	5,9	11950	0,15	0,65	13,9	0,112	1,610	1	0,852	9,87	218	0,711	154,9	0,946	206	146,6	54,6	0,387	11,9	4,6
		C ₁	ГВЗ	202	10,1	2044	0,15	0,65	13,9	0,112	1,610	1	0,852	9,87	37	0,711	26,3	0,946	35	24,9	54,6	0,387	2,0	0,8
		C ₁	всего	2241	6,2	13994									255		181,2		241	171,5			13,9	5,4
	VI	C ₁	ГВЗ	46	2,0	93	0,15	0,65	13,9	0,112	1,610	1	0,852	9,87	2	0,711	1,4	0,946	2	1,3	54,6	0,387	0,1	0,0
		C ₁	всего	46	2,0	93									2		1,4		2	1,3			0,1	0,0
Итого СГ		C ₁		9310	9,7	90656									1637		1163,2		1549	1100,5			89,3	34,5
		C ₂		569	2,0	1138									19		7,0		18	6			1,0	0,2
Итого ГШ+СГ		C ₁													2854		1984,9		2700	1877,8			150,3	56,0
		C ₂													43		16,0		41	15			2,3	0,5

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

В настоящее время месторождение разрабатывается согласно действующему проектному документу «Анализ разработки ...» 2025г [30], согласно которому на месторождении были выделены 3 эксплуатационных объекта в пределах Южного поднятия:

- **I объект** – газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой горизонта М-I;
- **II объект** – газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой горизонта М-II-5;
- **III объект** – газоконденсатная залежь горизонта М-II-4.

По решению Министерства Энергетики РК (Письмо Заключения Госэкспертизы базовых проектных документов и анализов разработки №17-1-0/5908-вн от 11.09.2025г на основе Протокола ЦКРР РК №65/8 от 21.08.2025г) проектные показатели были согласованы на период 2025–2027гг. по рекомендуемому 2 варианту.

Согласно проекту предусматривалось бурение 2 добывающих скважин на III и II объектах (скважина №38 в 2029г и скважина №39 в 2030г соответственно), перевод между объектами 2 скважин (скважина №29 в 2030г с III на II объект и скважина №32 в 2031г с III на I объект), расконсервация 1 скважины на III объекте (№31 в 2029г) и перевод из наблюдательного фонда в добывающий 4 скважин (скважина №37 на I объект, скважина №29 на III объект, скважина №27 на I объект и скважина №28 на II объект) при удерживании максимального периода полки добычи газа на уровне свыше 100 млн. м³ в период 2025-2033гг. Основные показатели разработки в целом по месторождению за рентабельный период составили:

- Проектный уровень добычи сухого газа – 135,698 млн. м³;
- Проектный уровень добычи конденсата – 1,9 тыс. т;
- Проектный фонд добывающих скважин – 10 ед.;
- КИГ – 0,708 доли ед.;
- КИК – 0,113 доли ед.;

Текущее состояние разработки месторождения приведено по состоянию на 01.01.2026г, анализируемый период в разделах текущего состояния разработки составляет последние 5 лет (2021-2025гг), сравнение проектных и фактических показателей разработки составляет 2 года (2024-2025гг) с даты начала реализации действующих проектных документов на разработку.

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

Анализ гидродинамических исследований скважин был выполнен на основе данных, предоставленных компанией ТОО «СП «Казгермунай». Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) проведены и интерпретированы компанией ТОО «Алстрон» и специалистами ТОО «СП «Казгермунай». Интерпретация данных проводилась с помощью специализированного программного продукта «PanSystem».

Замеры давления и устьевой температуры при исследовании методом неустановившихся режимов (по таким сложным исследованиям, как КВД, КПД) на месторождении производились глубинными манометрами «PPS-25». При исследовании методами КВУ, КПУ динамические и статические уровни определялись уровнемерами «СУДОС-автомат 2», и «СУДОС-автомат».

Количество проведенных гидродинамических исследований по объектам с начала разработки представлены в таблице 3.1.1. Результаты гидродинамических исследований скважин на текущую дату отчета по объектам приведено в таблице 3.1.2

На 01.01.2026г на месторождении были проведены следующие гидродинамические исследования различных методов:

- Исследования методом неустановившихся режимов (КВД, КВУ, КПД);
- Исследования методом установившихся режимов (МУО, ИК);
- Замеры пластового и забойного давления.

Всего с начала разработки на месторождении проведено 91 исследований простых и сложных ГДИС, в том числе 18 исследований КВД, 1 исследование КВУ, 1 исследование КПД, 5 исследований МУО, 56 прямых замера пластового и 10 замеров забойного давлений (таблица 3.1.1). Из них, за отчетный период (2023-01.01.2026гг) были проведены 14 исследований КВД, 3 исследования МУО (ИК) и 3 прямых замера пластового давлений.

Таблица 3.1.1 - Количество проведенных ГДИС по объектам с начала разработки

Объекты	Вид замера						Итого
	КВД	КВУ	КПД	МУО (ИК)	Рпл	Рзаб	
I	5	-	1	2	12	5	25
II	-	-	-	-	-	-	-
III	13	1	-	3	44	5	66
Всего	18	1	1	5	56	10	91

I объект

На дату отчета фонтанным способом эксплуатируется одна скважина (№37).

С начала разработки в период 2012-01.01.2026гг всего по объекту были проведены 5 исследования КВД (по скважинам 11, 25, 37), 1 исследование КПД (по скважине №25), 2 исследования МУО (ИК, по скважинам №№11, 33), а также прямые замеры пластового и

забойного давлений – 12 замеров пластового давления (по скважинам №№11, 25, 35), 5 замеров забойного давления (по скважине №11). Из них за отчетный период 2023–2025 гг. было проведено 3 исследования КВД по скважине №37.

Значения проницаемости были определены по замерам 1 исследования КПД скважины №25 ($10,6 \cdot 10^{-3}$ мкм² по данным исследования от 05.03.2016 г.), 5 исследованиям КВД по скважинам №11 ($571,3 \cdot 10^{-3}$ мкм² по исследованию от 20.04.2015 г.), 25 ($52,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² по данным исследования от 08.07.2016 г.), 37 ($24,4 \cdot 10^{-3}$ мкм² по данным исследования от 02-07.05.2023 г., $23,2 \cdot 10^{-3}$ мкм² по данным исследования от 19-24.06.2024 г. и $24,6 \cdot 10^{-3}$ мкм² по данным исследования от 28.05-03.06.2025 г.) и 2 исследованиям МУО (ИК) по скважинам №11 ($53,4 \cdot 10^{-3}$ мкм² по данным исследования от 11.03.2012 г.) и 33 ($6,7 \cdot 10^{-3}$ мкм² по данным исследования от 02-13.01.2021 г.). При осреднении значений проницаемостей по данным исследованиям было определено текущее значение проницаемости по объекту – $27,8 \cdot 10^{-3}$ мкм², при этом отмечается, что при осреднении не учитывалось значение проницаемости $571,3 \cdot 10^{-3}$ мкм² по данным КВД скважины №11 от 20.04.2015 г. как непредставительное ввиду завышенного значения, выбивающего из общего диапазона проницаемостей в пределах $6,7-53,4 \cdot 10^{-3}$ мкм². Также отмечается, что по действующему проекту значение проницаемости по объекту было принято на уровне $23,2 \cdot 10^{-3}$ мкм² по данным 1 исследования КВД скважины №37 от 19-26.06.2024 г. при отсутствии данных других исследований ГДИС на дату составления действующего проекта, после дополнения результатов всех исследований, проведенных с начала разработки, в рамках настоящего отчета были уточнены значения проницаемостей по материалам ранее проведенных исследований.

Также по данным материалов проведенных исследований отмечается, что показатели скин-фактора были определены по 5 КВД скважин №№11, 25, 37 (соответственно значения составили 41,1; 13,0; -1,3; -0,7; -2,0) и по 1 МУО скважины №33 (-1,1), при осреднении результатов среднее значение скин-фактора по объекту составило 8,2.

Коэффициент продуктивности объекта был определен по 1 исследованию КВД скважины №11 от 24.04.2015 г., который составил $4,8 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$), данное значение также было принято в действующем проекте.

Значение пьезопроводности, ранее не определенные в действующем проекте, были определены по 2 новым исследованиям КВД скважины №37, которые соответственно составили 0,00495 и 0,0945 м²/с, среднее значение составило 0,04973 м²/с. Также по данным замерам были определены значения гидропроводности, ранее не определенные в рамках действующего проекта, значения составили соответственно 0,000174 и 0,00331 м³/МПа*с,

среднее значение составило $0,001742 \text{ м}^3/\text{МПа}\cdot\text{с}$.

Начальное пластовое давление по объекту принято по значению КВД по скважине №11 от 11.03.2012 г. на уровне 15,1 МПа, при этом давление насыщения нефтяных залежей объекта составляет 13,95 МПа, давление начала конденсации газоконденсатных залежей объекта – 12,0 МПа (рисунок 3.1.1). Для определения текущего пластового давления объекта на дату отчета были осреднены значения пластовых давлений скважин, полученных в первую очередь по результатам сложных ГДИС (при их отсутствии учитывались простые ГДИС и прямые замеры манометром), проведенных в течение последних 3 лет с приведением полученных значений пластового давления скважин на единый уровень ВНК объекта:

- Пластовое давление по скважине №37 по данным КВД от 28.05.2025 г. – 13,3 МПа при забойном давлении 10,5 МПа.

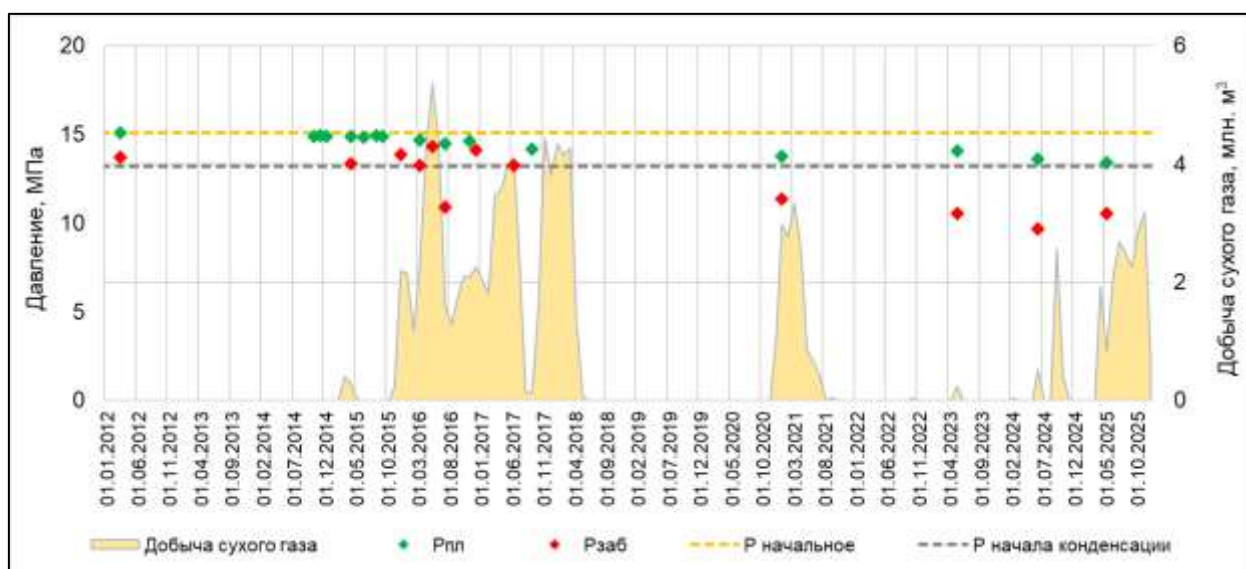


Рисунок 3.1.1 - Динамика энергетического состояния I объекта

III объект

На дату отчета в фонде добывающих скважин объекта числятся 5 скважин, из которых 4 находятся в действии (№№ 29, 32, 35, 37).

С начала разработки по объекту за период 2014-01.01.2026гг были проведены 13 исследования КВД (по скважинам №№27, 28, 29, 32, 34, 35), 1 исследование КВУ (по скважине №29), 3 исследования МУО (ИК, по скважинам №№29, 32, 34), а также 44 прямых замера пластового давления (по скважинам №№27, 28, 31, 32, 34, 35, 36) и 5 замеров забойного давления (по скважинам №№27, 29, 32). Из них за отчетный период 2021-01.01.2026гг были проведены 11 исследования КВД (по скважинам №№27, 28, 29, 32, 34, 35) и 3 исследования МУО (по скважинам №№29, 32, 34).

Значения проницаемости по объекту были определены по результатам следующих исследований:

- по данным МУО скважины №29 от 26.06-04.07.2024 г. – $75,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- по данным МУО скважины №32 от 06-24.07.2024 г. – $59,2 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- по данным МУО скважины №34 от 13-24.08.2024 г. – $11,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- по данным КВД скважины №27 от 26-29.04.2023 г. – $44,7 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- по данным КВД скважины №28 от 03-07.05.2023 г. – $64,3 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- по данным КВД скважины №29 от 26-29.04.2023 г. – $107,0 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- по данным КВД скважины №34 от 30.04-02.05.2023 г. – $7,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- по данным КВД скважины №34 от 02-04.12.2023 г. – $11,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- по данным КВД скважины №34 от 10-14.06.2024 г. – $11,6 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- по данным КВД скважины №35 от 29.04-02.05.2023 г. – $264,2 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- по данным КВД скважины №35 от 16-19.06.2024 г. – $208,2 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- по данным КВД скважины №34 от 26.01-02.02.2025 г. – $11,8 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- по данным КВД скважины №35 от 17-22.04.2025 г. – $208,2 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- по данным КВД скважины №32 от 22.04-01.05.2025 г. – $61 \cdot 10^{-3}$ мкм².

При осреднении значений проницаемостей по данным 14 исследований ГДИС, среднее значение проницаемости по объекту при диапазоне значений от 7,1 до $264,2 \cdot 10^{-3}$ мкм² составило $80,4 \cdot 10^{-3}$ мкм². В рамках настоящего анализа данные ранних исследований были дополнены по материалам, представленным специалистами ТОО «СП «Казгермунай».

Также по данным материалов проведенных 14 исследований ГДИС отмечается, что показатели скин-фактора варьируют от 0,1 до 92,9, составляя в среднем значение 19,1.

Значения коэффициента продуктивности по данным исследованиям не определены.

Значения пьезопроводности в диапазоне от 0,0107 до 0,746 м²/с были определены по 14 исследованиям ГДИС и в среднем составили 0,1859 м²/с.

Значения гидропроводности в диапазоне от 0,000452 до 0,0426 м³/МПа*с были определены по 14 исследованиям ГДИС и в среднем составили 0,0144 м³/МПа*с

По III объекту за начальное пластовое давление было принято значение 15 МПа при давлении начала конденсации 13,2 МПа. Для определения текущего пластового давления объекта на дату отчета были осреднены значения пластовых давлений скважин, полученных по результатам сложных ГДИС или прямым замером пластового давления манометром, проведенных в течение последних 3 лет с приведением полученных значений пластового давления скважин на единый уровень ВНК объекта:

- Пластовое давление по скважине №28 по данным прямого замера манометром от 23.05.2025 г. – 13,2 МПа.
- Пластовое давление по скважине №27 по данным прямого замера

манометром от 23.05.2025 г. – 13,1 МПа.

- Пластовое давление по скважине №27 по данным КВД от 26.04.2023 г. – 13,5 МПа при забойном давлении 10,2 МПа;
- Пластовое давление по скважине №28 по данным КВД от 03.05.2023 г. – 13,7 МПа при забойном давлении 9,4 МПа;
- Пластовое давление по скважине №29 по данным МУО от 26.06.2024 г. – 13,6 МПа при забойном давлении 12,3 МПа;
- Пластовое давление по скважине №32 по данным МУО от 06.07.2024 г. – 13,3 МПа при забойном давлении 10,4 МПа;
- Пластовое давление по скважине №34 по данным МУО от 24.08.2024 г. – 13,3 МПа при забойном давлении 5,4 МПа;
- Пластовое давление по скважине №35 по данным КВД от 16.06.2024 г. – 13,1 МПа при забойном давлении 12,0 МПа;
- Пластовое давление по скважине №34 по данным КВД от 26.01.2025 г. – 12,9 МПа при забойном давлении 5,1 МПа;
- Пластовое давление по скважине №35 по данным КВД от 17.04.2025 г. – 12,8 МПа при забойном давлении 12,3 МПа;
- Пластовое давление по скважине №32 по данным КВД от 22.04.2025 г. – 12,8 МПа при забойном давлении 11,4 МПа.

При осреднении пластового давления объекта по данным 12 скважин с приведением на единый уровень ВНК, текущее пластовое давление объекта составило 13,3 МПа, что ниже принятого в действующем проекте значения 14,4 МПа. При этом осредненное забойное давление по объекту по результатам вышеприведенных исследований составило 9,6 МПа.

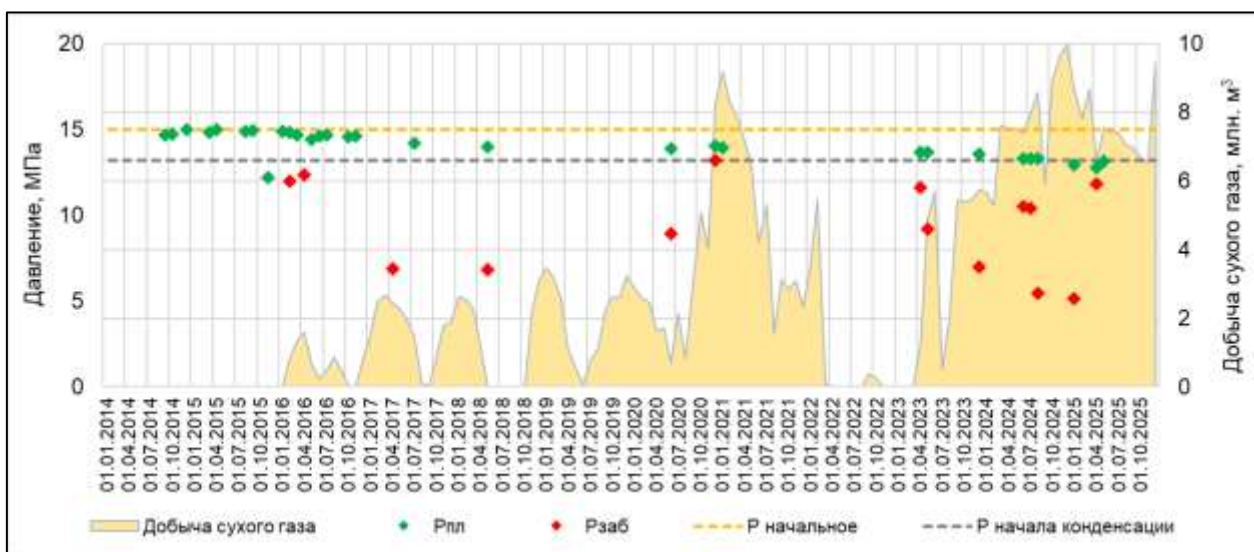


Рисунок 3.1.2 - Динамика энергетического состояния III объект

Таблица 3.1.2 - Результаты новых исследований ГДИС, проведенных за период 2023-2025гг

№ скважины	Горизонт	Объект	Вид исследования	Дата исследования	Пластовое давление, на ВНК, МПа	Забойное давление, МПа	Коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм ²	Скин-фактор	Пьезопроводность, м ² /с	Гидропроводность, 10^{-3} мкм ² *м/(МПа*с)
37	М-I	I	КВД	02-07.05.2023	14,1	10,6	24,4	-1,3	0,00495	0,000174
37	М-I	I	КВД	19-24.06.2024	13,6	9,6	23,2	-0,7	0,0945	0,00331
37	М-I	I	КВД	28.05-03.06.2025	13,3	10,5	24,6	-2,01	0,100	0,00351
27	М-II-4	III	КВД	26-29.04.2023	13,5	10,2	44,7	92,9	0,0739	0,00547
29	М-II-4	III	КВД	26-29.04.2023	13,8	13,0	107,0	21,2	0,179	0,0347
34	М-II-4	III	КВД	30.04-02.05.2023	13,6	5,4	7,1	10,8	0,0107	0,000452
35	М-II-4	III	КВД	29.04-02.05.2023	13,7	12,9	264,2	22,8	0,456	0,0426
28	М-II-4	III	КВД	03-07.05.2023	13,7	9,4	64,3	16,4	0,123	0,0232
34	М-II-4	III	КВД	02-04.12.2023	13,6	7,0	11,5	8,2	0,0173	0,000726
34	М-II-4	III	КВД	10-14.06.2024	13,3	7,2	11,6	7,0	0,0174	0,000731
35	М-II-4	III	КВД	16-19.06.2024	13,1	12,0	208,2	29,9	0,36	0,0336
29	М-II-4	III	МУО	26.06-04.07.2024	13,6	12,3	75,5	7,3	0,126	0,0245
32	М-II-4	III	МУО	06-24.07.2024	13,3	10,4	59,2	11,9	0,107	0,000726
34	М-II-4	III	МУО	13-24.08.2024	13,3	5,4	11,5	0,1	0,0173	0,000729
34	М-II-4	III	КВД	26.01-02.02.2025	12,9	5,1	11,85	9,6	0,0173	0,000725
35	М-II-4	III	КВД	17-22.04.2025	12,8	12,3	208,18	14,7	0,353	0,0336
32	М-II-4	III	КВД	22.04-01.05.2025	12,8	11,4	61	16,9	0,746	0,000746

Таблица 3.1.3 - Сравнение результатов ГДИС по объектам

Наименование	I объект (горизонт М-I)				III объект (горизонт М-II-4)			
	Количество		Интервал изменения	Среднее значение	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скв.	изм.			скв.	изм.		
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	15,1	15,1	1	1	15,0	15,0
Текущее пластовое давление, МПа	2	5	13,3-14,1	13,6	7	17	12,8-14,0	13,4
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	1	1	4,8	4,8	-	-	-	-
Удельная продуктивность, м ³ /(м*сут*МПа)	1	1	0,6	0,6	-	-	-	-
Гидропроводность, 10^{-3} мкм ² *м/(МПа*с)	1	3	0,000174-0,00351	0,002331	6	14	0,000452-0,0426	0,01446
Пьезопроводность, м ² /с	1	3	0,00495-0,10	0,06648	6	14	0,0107-0,746	0,1859
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	4	7	6,7-53,4	27,8	6	16	7,1-264,2	80,4

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

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

С начала разработки месторождения пробуренный фонд скважин составил 16 ед. На 01.01.2026г эксплуатационный фонд скважин месторождения выглядит следующим образом:

- в фонде добывающих скважин – 5 ед. (№№29, 32, 34, 35, 37);
- в консервации – 3 ед. (№№25, 31, 36);
- в фонде наблюдательных скважин – 3 ед. (№№27, 28, 33);
- в фонде ликвидированных скважин (по геологическим и техническим причинам) – 5 ед. (№№11, 12, 15, 16, 19) (таблица 3.2.1).

Распределение эксплуатационного фонда скважин месторождения по категориям приведено графически на рисунке 3.2.1, где видно, что в добывающем фонде эксплуатируется большая часть от пробуренных скважин (31%). В наблюдательном фонде находятся 3 ед.

В соответствии с разрабатываемыми залежами, выделенных в самостоятельные эксплуатационные объекты, добывающие скважины характеризуются добычей продукции конденсата и свободного газа. Из всех ранее отработавших скважин только 1 скважина (№11 на I эксплуатационном объекте) характеризуется добычей продукции нефти, на дату отчета скважина ликвидирована по техническим причинам. По 10 скважинам (№№11, 25, 27, 28, 29, 32, 33, 34, 35, 37) с начала разработки отмечается добыча продукции конденсата и сухого газа, из них скважина №11 характеризуется как добычей нефти, так и сухого газа с конденсатом.

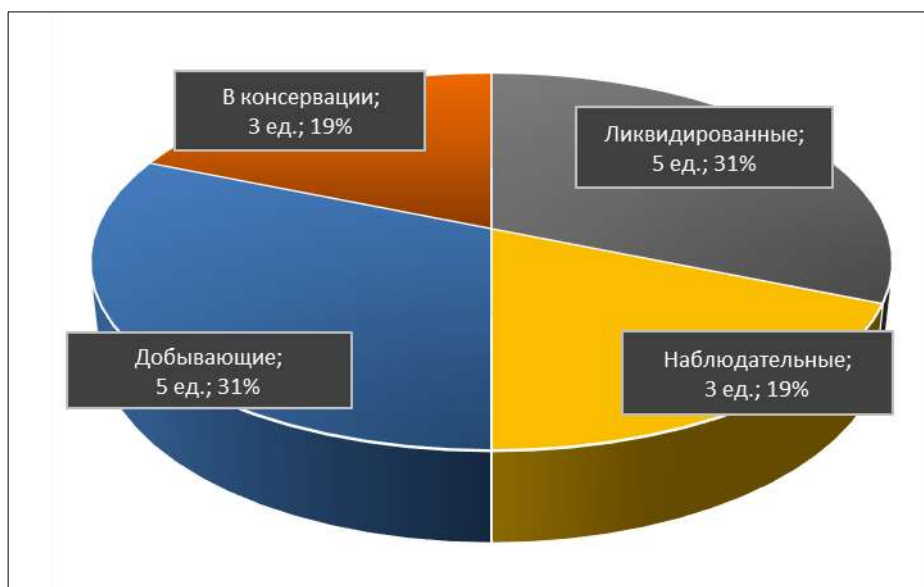


Рисунок 3.2.1 - Распределение скважин по категориям

На дату отчета все действующие скважины характеризуются добычей продукции конденсата и сухого газа, нефтедобывающие скважины не эксплуатируются (скважина №11, вскрывшая нефтенасыщенные толщины и эксплуатируемая на I объекте ликвидирована). Все скважины работают фонтанным способом эксплуатации, основная часть добывающих скважин в количестве 4 ед. (80%) эксплуатируются на III объекте, 1 скважина (20%) работает на I объекте, II объект на дату проекта не разрабатывается. Также 3 скважины находятся в наблюдательном фонде (№№27, 28, 33), 3 скважины (№№25, 31, 36) находятся в консервации, 5 скважин (№№11, 12, 15, 16, 19) ликвидированы по геологическим и техническим причинам. Распределение добывающих скважин по дебитам сухого газа и обводненности представлено в таблице 3.2.2.

I объект

С начала разработки на объекте эксплуатировались скважины №№11, 25, 33, 37. На дату составления проекта скважина №11 ликвидирована, скважина №25 находится в консервации, а в действующем добывающем фонде числится одна скважина №37.

Скважина №11 находилась в периодической эксплуатации в период с 08.1999г по 05.2018г, в течение которого была получена продукция нефти в общем объеме 21,9 тыс. т, накопленной добычи жидкости в объеме 25,4 тыс. т и суммарно 72,820 млн. м³ газа, из которого 4,831 млн. м³ растворенного в нефти газа и 67,989 млн. м³ сухого газа. Скважина была остановлена в 2018г при дебите нефти 4 т/сут при газовом факторе 7400 м³/т, после чего была ликвидирована по причине грифообразования. Отмечается, что после ликвидации скважины нефтяные залежи на месторождении не разрабатываются, извлекаемые запасы нефти выработаны на 100%.

Скважина №25 на дату отчета находится в консервации. Скважина находилась в периодической эксплуатации на объекте в период с 11.2015г по 01.2017г, в течение которого было добыто всего 7,759 млн. м³ сухого газа и 2,9 тыс. т конденсата при накопленном конденсатно-газовом факторе 382,6 м³/т.

Скважины №33 и №37 были введены из консервации в декабре 2020г. Причинами нахождения скважин в консервации в ранний были невыгодные финансовые условия реализации газа недропользователем.

Скважина №33 была введена на объект с 12.2020г с начальным дебитом по конденсату 3 т/сут и дебитом газа 60,1 тыс. м³/сут. Скважина выбыла из эксплуатации в 2023г, после была введена в 2024г и повторно выбыла в течение года по причине обводнения и отсутствия притока. В 2021, 2022, 2024гг были проведены неуспешные попытки ввода скважины в эксплуатацию, после чего скважина была переведена в наблюдательный фонд. Всего по скважине №33 с начала разработки отобрано 9,912 млн. м³ сухого газа, 0,076 тыс. т конденсата и 0,7 тыс. т жидкости при накопленном конденсатно-газовом факторе 7,7 г/м³.

Скважина №37 была введена на объект в декабре 2020г с начальным дебитом по конденсату 0,01 т/сут при дебите газа 49,4 тыс. м³/сут. В 2021г скважина была остановлена по причине ограничения газа в связи с низкими ценами реализации газа, в 2022-2023гг были попытки запуска скважины, однако скважина эксплуатировалась непродолжительное время с низкими дебитами газа. В 2024 году скважина была остановлена для проведения исследования КВД, после чего была запущена в апреле 2025 года. Всего по скважине добыто 28,828 млн. м³ сухого газа, 0,394 тыс. т конденсата и 1,7 тыс. т жидкости.

II объект

С начала разработки объект в разработку не вступал, на горизонт М-II-5 была опробована только 1 скважина №33, которая на дату отчета числится в наблюдательном фонде на I объекте.

III объект

С начала разработки на объекте эксплуатировались скважины №№27, 28, 29, 32, 34, 35. Из них скважины №№28, 29, 32, 34 введены из консервации в декабре 2020г, скважина №27 введена с февраля 2016г, скважина №35 с января 2021г.

Скважина №27. По данным опробования интервала 1539-1549м от 29.08-03.09.2014г было получено приток жидких углеводородов с газом в объеме 70,5 м³ жидкости. В эксплуатацию скважина вступила в феврале 2016г при интервале перфорации 1539-1549м с начальным дебитом конденсата 11,6 т/сут, дебите жидкости 15,1 т/сут при обводненности 23,4%. Скважина в данное время находится в наблюдательном фонде. Всего за период эксплуатации по скважине отобрано 13,1 тыс. т конденсата, 120,9 млн. м³ сухого газа.

Скважина полностью выработала все извлекаемые запасы газа в пределах своего района, а текущий отбор от НИЗ II блока, в пределах которого пробурена скважина, составляет 285%, что вероятно, идет дренирование запасов III блока. Скважина выбыла из эксплуатации ввиду отсутствия притока и была переведена в наблюдательный фонд. В 2023-2024г были выполнены безуспешные попытки запуска скважины.

Скважина №28. По скважине по данным опробования от 14-29.06.1992г по интервалу перфорации 1518-1528м отмечалось сильное газирование скважины с выходом сухого газа, дебит газа при этом не замерен. В декабре 2020г скважина была введена в эксплуатацию в том же интервале с начальным дебитом конденсата 2,8 т/сут, дебитом жидкости 7,4 т/сут при обводненности 62,9%. Скважина была остановлена в августе 2024г из-за отсутствия притока и в настоящее время находится в наблюдательном фонде. Накопленная добыча по скважине составляет 11,615 млн. м³ газа и 0,097 тыс.т конденсата.

Скважина №29. по данным опробования от 07-12.10.2015г характеризуется сильным газированием, где было получено 21 м³ рассола с газом. В декабре 2020г скважина была введена в эксплуатацию по интервалу перфорации 1497-1509м. Накопленная добыча по скважине составляет 21,171 млн. м³ сухого газа и 0,350 тыс. т конденсата.

Скважина №32. По скважине по данным первичного опробования от 22-26.12.2014г в интервале перфорации 1514-1520м было извлечено 14,3 м³ закаченного рассола с сильным выходом сухого газа, при этом дебит газа не был замерен. В декабре 2020г скважина была введена в эксплуатацию с интервалом перфорации 1514-1520м, где получено 2,6 т/сут дебита конденсата и 46,5 тыс. м³/сут дебита газа. На 01.01.2026г скважина находится в добывающем фонде, за весь период эксплуатации по скважине отобрано 54,166 млн. м³ газа и 1,259 тыс. т конденсата.

Скважина №34. По скважине по данным первичного опробования от 28-30.10.2015г в интервале перфорации 1522,4-1525,4 было извлечено 12,8 м³ закаченного рассола с сильным выходом сухого газа, дебит газа не замерен. В декабре 2020г скважина была введена в эксплуатацию с интервалом перфорации 1528-1533м, где получено 0,4 т/сут дебита конденсата и 5,9 тыс. м³/сут дебита газа. За весь период эксплуатации по скважине отобрано 37,854 млн. м³ газа и 0,149 тыс. т конденсата.

Скважина №35. По скважине по данным первичного опробования от 28-30.10.2015г в интервале перфорации 1518-1527 было извлечено 23 м³ закаченного рассола с сильным выходом сухого газа, дебит газа не замерен. На 01.01.2026г скважина находится в добывающем фонде III объекта (горизонт М-II-4). Всего по скважине отобрано 143,819 млн. м³ сухого газа и 0,853 тыс. т конденсата.

Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин месторождения на 01.01.2026г

№ п/п	Фонд	Категория		Объекты						Всего, ед.	
				I объект (М-I)		II объект (М-II-5)		III объект (М-II-4)			
				№ скважин	кол-во	№ скважин	кол-во	№ скважин	кол-во		
1	Фонд добывающих скважин	в т.ч. действующих, ед.		37(г)	1			29(г), 32(г), 34(г), 35(г)	4	5	
		из них	фонтанным способом.		37(г)	1			29(г), 32(г), 34(г), 35(г)	4	5
			мехспособом								
		дающих продукцию, ед.		37(г)	1			29(г), 32(г), 35(г)	3	4	
		в простое, ед.						34(г)	1	1	
		в бездействии, ед.									
		в освоении, ед.									
		Всего, ед.		37(г)	1			29(г), 32(г), 34(г), 35(г)	4	5	
2	Фонд в консервации	Всего, ед.		25	1			31(г), 36(г)	2	3	
3	Фонд наблюдательных скважин	Всего, ед.		33 (г)	1			27, 28(г)	2	3	
4	Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам, ед.		15, 19	2					2	
		по техническим причинам, ед.		11, 12, 16	3					3	
		Всего, ед.		11, 12, 15, 16, 19	5					5	
5	Итого пробурено, ед.			16							

Таблица 3.2.2 - Распределение добывающих скважин по дебиту газа и обводненности на 01.01.2026г

Дебит сухого газа, тыс. м³/сут	Обводненность, %								Итого
	0 - 5	5 - 10	10 - 20	20 - 30	30-50	50 – 70	70-90	90-100	
I объект									
0-50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50-100	-	-	-	-	-	-	№37	-	1
100-150	-	-	-	-	-	-	-	-	-
>150	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	-	-	-	-	-	-	1	-	1
II объект									
0-50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50-100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
100-150	-	-	-	-	-	-	-	-	-
>150	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	-	-	-	-	-	-	-	-	-
III объект									
0-50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50-100	-	-	-	-	-	-	№32	-	1
100-150	-	-	-	-	-	-	№29, 35	-	2
>150	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	-	-	-	-	-	-	3	-	3
По месторождению									
0-50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50-100	-	-	-	-	-	-	№№32, 37	-	2
100-150	-	-	-	-	-	-	№№29, 35	-	2
>150	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	-	-	-	-	-	-	4	-	4

3.2.2. Анализ технологических показателей разработки

По решению Министерства Энергетики РК (Письмо Заключения Госэкспертизы базовых проектных документов и анализов разработки №17-1-0/5908-вн от 11.09.2025г на основе Протокола ЦКРР РК №65/8 от 21.08.2025г) проектные показатели были согласованы на период 2025–2027гг. по рекомендуемому II варианту.

I объект

С момента начала разработки на объекте отработали скважины №11, №25, №33 и №37. На дату отчета в действующем фонде находится скважина №37, в наблюдательном фонде числится скважина №33, а скважины №11 и №25 соответственно ликвидированы и находятся в консервации.

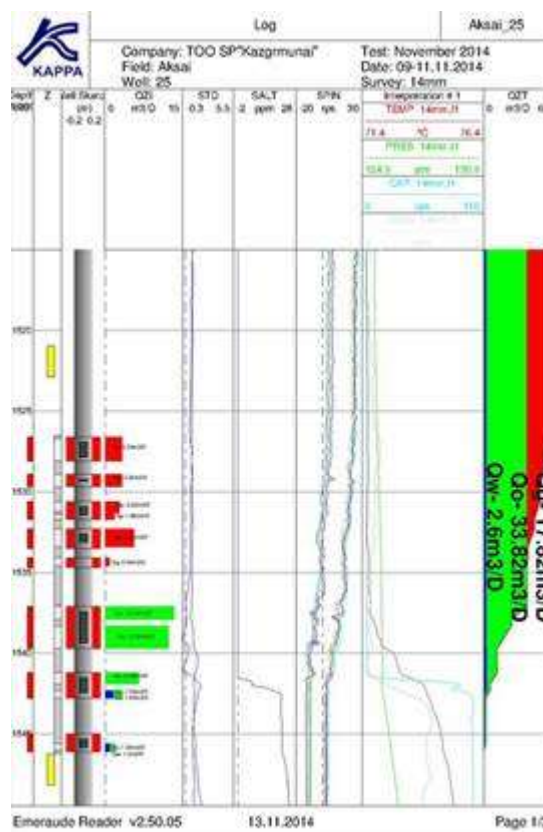
I объект введен в разработку в 1999 г. при вводе скважины №11 из бурения. В период с 2003 по 2015гг объект не разрабатывался по причине консервации скважины №11.

В 2015 г. объект вновь был введен в разработку при расконсервации скважин №11 и №25. Далее скважина №11 была консервирована в 2017 г., скважина №25 была законсервирована в 2018 г. В 2020 г. из консервации были введены ранее пробуренные скважины №33 и №37. В 2024 году скважина №37 была остановлена для проведения исследования КВД, после чего была запущена в апреле 2025 года.

Скважина №11 вскрыла нефтенасыщенную часть горизонта М-I, по данным первичного опробования скважины от 03.12.1989-31.01.1990 г. в интервале 1539-1547м первоначальный дебит скважины по нефти составил 178 м³/сут, дебит газа – 39,4 тыс. м³/сут. Скважина вступила в эксплуатацию на горизонт М-I в августе 1999 г. с интервалом перфорации 1538-1545м с начальным дебитом нефти 28,2 т/сут без обводненности и отработала на объекте до мая 2018 г., после чего была законсервирована в конце 2018 г. За этот период по скважине было суммарно добыто 21,9 тыс. т нефти и 4,831 млн. м³ растворенного в нефти газа.

По данным опробования скважины №25 от 13-22.12.2007 г. в совместных интервалах перфорации 1526,6-1528,1, 1528,9-1529,7, 1530,6-1531,7м, 1532,3-1533,5, 1534,1-1534,7, 1537,1-1539,7, 1541,2-1542,8, 1545-1546,1м (с охватом горизонтов М-I и М-II-5) первоначальный дебит газа составил 57,1 тыс. м³/сут, дебит конденсата – 3,2 м³/сут. Скважина вступила в эксплуатацию совместно на горизонты М-I и М-II-5 (интервалы перфорации 1526,6-1546,1м) при начальном дебите конденсата 20,1 т/сут, дебите жидкости 20,6 т/сут с обводненностью 2,4%. Скважина находилась в эксплуатации в период с ноября 2015 г. по январь 2017 г., за этот период по скважине было отобрано 2,9 тыс. т конденсата, 7,759 млн. м³ сухого газа. В ноябре 2014 г. по скважине было проведено исследование PLT (рисунок 3.2.1), согласно которому основной приток жидкости был определен с нижних

интервалов 1537-1537,9м (горизонт М-II-5), 1538,3-1539,7м (горизонт М-II-5), 1541,2-1541,9м (горизонты М-II-4а, М-II-4б), 1542,3-1542,8м (горизонт М-II-4), 1545,6-1546,1м (горизонт М-II-4), а приток газа определен с верхних интервалов перфорации 1526,6-1528,1м (горизонт М-I), 1528,9-1529,7м (горизонт М-I), 1530,6-1531,3м (горизонт М-I), 1531,3-1531,7м (горизонт М-I), 1532,3-1533,4м (горизонт М-I), 1534,1-1534,6м (горизонт М-I).



Zones (m)	Qwres. (m3/D)	Qores. (m3/D)	Qgres. (m3/D)	
1526.6-1528.1	0.00	0.00	3.29	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> ■ W ■ O ■ G </div>
1528.9-1529.7	0.00	0.00	3.25	
1530.6-1531.3	0.00	0.00	2.82	
1531.3-1531.7	0.00	0.00	1.88	
1532.3-1533.4	0.00	0.00	5.64	
1534.1-1534.6	0.00	0.00	0.94	
1537.0-1537.9	0.00	13.34	0.00	
1538.3-1539.7	0.00	12.29	0.00	
1541.2-1541.9	0.00	6.58	0.00	
1542.3-1542.8	1.65	1.78	0.00	
1545.6-1546.1	1.00	1.05	0.00	
Total	2.60	35.04	17.82	

Рисунок 3.2.2 - Результаты PLT скважины №25

Так, как в районе скважины не выделены нефтенасыщенные коллекторы, продукция скважины определена как конденсат с газом, вся полученная жидкость при разделении добычи отнесена к I объекту (горизонт М-I).

По данным первичного опробования скважины №33 от 25.10.2015 г. в интервале перфорации 1535-1539м был получен приток газа, дебит не замерен. Скважина №33 была введена в эксплуатацию в декабре 2020 года после проведения освоения. Начальный дебит составил 3 т/сут по конденсату и 6 т/сут по жидкости при обводненности 49,6%. Скважина была введена на горизонт М-I и периодически эксплуатировалась с декабря 2020 года по июнь 2024 г., после чего выбыла из эксплуатации по причине высокой обводненности продукции и отсутствия притока. В 2021, 2022 и 2024гг предпринимались попытки повторного ввода скважины в эксплуатацию, однако они оказались безуспешными, после чего скважина была переведена в наблюдательный фонд I объекта.

По данным первичного опробования скважины №37 от 31.10.2015 г. в интервале перфорации 1477-1481м было отобрано жидкости в объеме 4,5 м³ с сухим газом, дебит газа при этом не замерен. В декабре 2020 г. скважина вновь была опробована на ранее простреленные интервалы 1477-1481м и был получен приток газа 160 м³/сут, после чего скважина вступила в эксплуатацию на I объект. В 2021 г. скважина была остановлена по ограничению газа, в 2022 г. и 2023 г. были попытки запуска скважины, однако скважина эксплуатировалась непродолжительный период с низкими дебитами газа. В 2024 году скважина была остановлена на КВД, после чего скважина была переведена в наблюдательный фонд. С апреля текущего года скважина вновь эксплуатируется в действующем фонде со средним дебитом сухого газа 93,6 тыс. м³/сут.

В 2021 г. с I объекта было извлечено 13,625 млн м³ сухого газа, 1,6 тыс. т жидкости и 0,0001 тыс. т конденсата. Среднегодовые дебиты скважин составили 44,5 тыс. м³/сут по газу и 5,3 т/сут по жидкости, что ниже показателей предыдущего года. Конденсатно-газовый фактор составил 0,01 г/м³. Среднегодовой коэффициент использования составил 0,42 доли ед. при коэффициенте эксплуатации 0,56 доли ед.

В 2022 г. с I объекта было добыто 0,029 млн м³ сухого газа, 0,003 тыс. т жидкости и 0,000001 тыс. т конденсата. Среднегодовые дебиты скважин составили 5,8 тыс. м³/сут по газу и 0,7 т/сут по жидкости, что также оказалось ниже показателей предыдущего года. Конденсатно-газовый фактор составил 0,02 г/м³. Среднегодовой коэффициент использования составил 0,01 доли ед., а коэффициент эксплуатации 0,04 доли ед.

За 2023 г. по I объекту было отобрано 0,242 млн м³ сухого газа, 0,02 тыс. т жидкости и 0,000001 тыс. т конденсата. Среднегодовые дебиты скважин также существенно выросли: по газу с 5,8 тыс. м³/сут до 80,7 тыс. м³/сут (рост примерно в 14 раз), по жидкости – с 0,7

т/сут до 6,3 т/сут (рост почти в 9 раз). Конденсатно-газовый фактор снизился с 0,02 г/м³ до 0,01 г/м³, что указывает на уменьшение доли конденсата в добываемом газе. При этом среднегодовой коэффициент использования понизился с 0,01 до 0,004 доли единицы, а коэффициент эксплуатации снизился с 0,04 до 0,03 доли ед. Данные изменения показателей эксплуатации связаны с изменением диаметра штуцера скважины, который увеличился с 9 до 12 мм.

В 2024 г. по I объекту наблюдается значительный рост эксплуатационных показателей по сравнению с прошлым годом. Объем добытого сухого газа увеличился с 0,242 млн м³ до 3,504 млн м³. Добыча жидкости выросла с 0,02 тыс. т до 0,2 тыс. т, а объем извлеченного конденсата повысился с 0,000001 тыс. т до 0,08 тыс. т. Среднегодовые дебиты скважин также повысились: по газу – с 80,7 тыс. м³/сут до 134,8 тыс. м³/сут, по жидкости – с 6,3 т/сут до 9,1 т/сут. Конденсатно-газовый фактор увеличился с 0,01 г/м³ до 22,0 г/м³. Причиной таких изменений стало значительное увеличение времени работы скважины №37. В 2023 году данная скважина находилась в эксплуатации только 3 дня, в то время как в 2024 году – уже 26 дней. Это повлияло на увеличение коэффициента использования фонда добывающих скважин: с 0,004 доли ед. в 2023 году до 0,007 доли ед. в 2024 году. Кроме того, коэффициент эксплуатации повысился с 0,03 до 0,12 доли ед. Соответственно, увеличение продолжительности работы скважины напрямую отразилось на росте всех основных показателей добычи.

В 2025 г. фактическая добыча составила 18,916 млн м³ сухого газа, 0,32 тыс. т конденсата и 1,1 тыс. т жидкости. Конденсатно-газовый фактор снизился с 22,0 г/м³ до 16,8 г/м³, что указывает на уменьшение доли конденсата в добываемом газе. Среднегодовые дебиты скважин составили 91,8 тыс. м³/сут по газу, 1,5 т/сут по конденсату и 5,2 т/сут по жидкости, что ниже показателей предыдущего года.

На дату отчета по объекту всего суммарно добыто 21,9 тыс. т нефти (отбор от НИЗ составил 100% при текущем/утвержденном КИН 0,233 доли ед.), 34,6 тыс. т жидкости, 112,977 млн. м³ сухого газа (отбор от НИЗ сухого газа составил 21,6%, текущий КИГ 0,138 доли ед. при утвержденном значении 0,637 доли ед.), 3,4 тыс. т конденсата (отбор от НИЗ составил 22,8%, текущий КИК 0,081 доли ед. при утвержденном значении 0,354 доли ед.), а также 4,831 млн. м³ растворенного в нефти газа (таблица 3.2.1).

На рисунке 3.2.3 ниже представлены основные технологические показатели разработки I объекта с начала разработки.

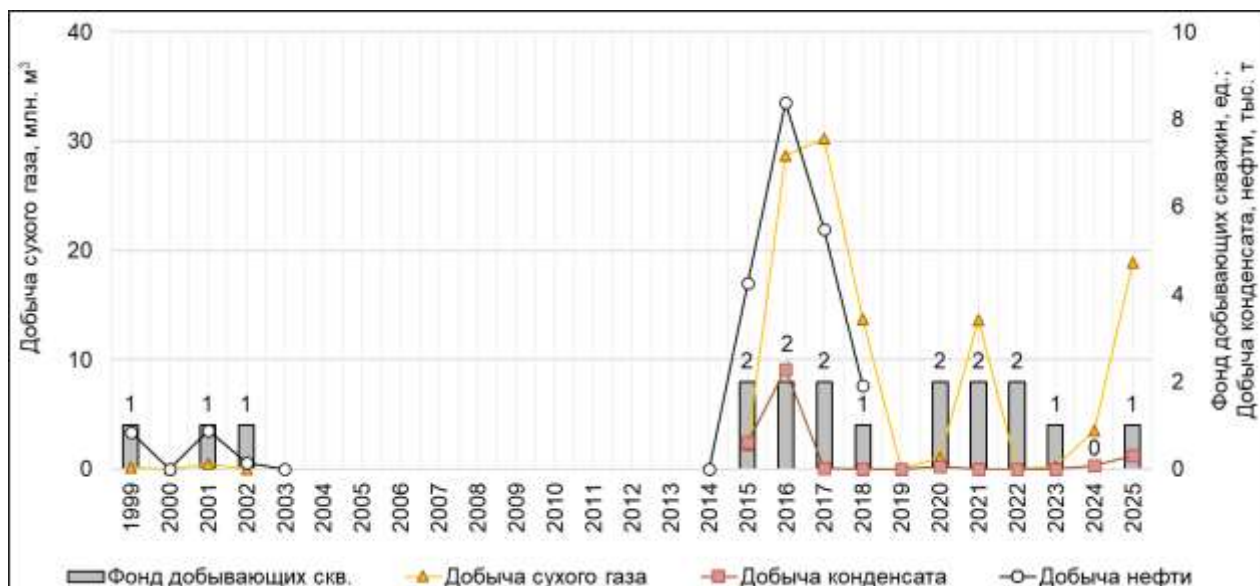


Рисунок 3.2.3 - Динамика основных технологических показателей I объекта

II объект

По факту объект в разработку не вступал, скважины на объект не переводились и не были опробованы.

Разработка II объекта согласно проекту предусматривает: ввод 1 газодобывающей скважины (№29) из наблюдательного фонда, перевод еще 1 скважины с III объекта, а также дополнительный ввод 1 добывающей вертикальной скважины (№39) из бурения в 2030 году.

III объект

Объект вступил в разработку в 2016 г. при вводе из консервации скважины №27. В 2020 г. из консервации были введены скважины №№28, 29, 32, 34, в 2021 г. из консервации была введена скважина №35.

По скважине №27 по данным первичного опробования интервала 1539-1549м от 29.08-03.09.2014 г. было получено приток жидких углеводородов с газом в объеме 70,5 м³ жидкости. В эксплуатацию скважина вступила в феврале 2016 г. при интервале перфорации 1539-1549м с начальным дебитом конденсата 11,6 т/сут, дебите жидкости 15,1 т/сут при обводненности 23,4%. Скважина полностью выработала все извлекаемые запасы газа в пределах своего блока (II блок), а текущий отбор от НИЗ сухого газа по блоку составляет 285%, вероятно идет дренирование запасов III блока. В 2023-2024г были выполнены безуспешные попытки запуска скважины. Скважина выбыла из эксплуатации ввиду отсутствия притока, после чего была переведена в наблюдательный фонд в 2024 г.

По скважине №28 по данным первичного опробования от 14-29.06.1992 г. по интервалу перфорации 1518-1528м отмечалось сильное газирование скважины с выходом сухого газа, дебит газа при этом не замерен. В декабре 2020 г. скважина была введена в

эксплуатацию на объект в том же интервале с начальными дебитами конденсата 2,8 т/сут, жидкости 7,4 т/сут и газа 51,7 тыс. м³/сут при обводненности 62,9%. Скважина была остановлена в августе 2024 г. из-за отсутствия притока и в настоящее время находится в наблюдательном фонде. Накопленная добыча по скважине составляет 11,615 млн. м³ газа и 0,097 тыс. т конденсата.

По скважине №29 по данным опробования от 07-12.10.2015 г. характеризуется сильным газированием, где было получено 21 м³ рассола с газом. В декабре 2020 г. скважина была введена в эксплуатацию по интервалу перфорации 1497-1509м, когда было получено 83,8 тыс. м³/сут дебита газа. На дату отчета скважина числится в добывающем фонде III объекта.

По скважине №32 по данным первичного опробования от 22-26.12.2014 г. в интервале перфорации 1514-1520м было извлечено 14,3 м³ закаченного рассола с сильным выходом сухого газа, при этом дебит газа не был замерен. В декабре 2020 г. скважина была введена в эксплуатацию с интервалом перфорации 1514-1520м, где получено 2,6 т/сут дебита конденсата и 46,5 тыс. м³/сут дебита газа. На 01.01.2026г скважина находится в добывающем фонде III объекта (горизонт М-II-4), за весь период эксплуатации по скважине отобрано 54,166 млн. м³ сухого газа и 1,3 тыс. т конденсата, текущий дебит сухого газа составляет 69,7 тыс. м³/сут.

По скважине №34 по данным первичного опробования от 28-30.10.2015 г. в интервале перфорации 1522,4-1525,4 было извлечено 12,8 м³ закаченного рассола с сильным выходом сухого газа, дебит газа не замерен. В декабре 2020 г. скважина была введена в эксплуатацию с интервалом перфорации 1528-1533м, где получено 0,4 т/сут дебита конденсата и 5,9 тыс. м³/сут дебита газа. На дату отчета скважина числится в добывающем фонде, однако скважина находится в простое. За весь период эксплуатации по скважине отобрано 37,854 млн. м³ газа и 0,149 тыс. т конденсата.

По скважине №35 по данным первичного опробования от 28-30.10.2015 г. в интервале перфорации 1518-1527 было извлечено 23 м³ закаченного рассола с сильным выходом сухого газа, дебит газа не замерен. В декабре 2020 г. скважина была введена в эксплуатацию на объект с интервалом перфорации 1528-1533м, где получено 0,4 т/сут дебита конденсата и 5,9 тыс. м³/сут дебита газа. На 01.01.2026г скважина находится в добывающем фонде и эксплуатируется при текущем дебите сухого газа 142,9 тыс. м³/сут.

В 2021 г. отмечается увеличение уровня добычи сухого газа в количестве 61,459 млн. м³ относительно предыдущего года (35,291 млн. м³) за счет ввода 1 новой скважины (№35) на объект, по которой было добыто 15,126 млн. м³ сухого газа и 1,1 тыс. т жидкости. Кроме того, увеличение добычи сухого газа происходило за счет высокого коэффициента

использования фонда добывающих скважин по сравнению с предыдущим годом: в 2020 году этот показатель составлял 0,21 доли ед, тогда как в 2021 году он вырос до 0,41 доли ед. Также по объекту в целом было отобрано 6,0 тыс. т жидкости и 1,4 тыс. т конденсата, что ниже прошлогоднего уровня добычи жидкости (3,9 тыс. т) и конденсата (2,4 тыс. т). Темп отбора от НИЗ сухого газа за текущий год составил 5,7%, темп отбора от ТИЗ составил 6,2%. В течение года отмечается значительное снижение КГФ 22,5 г/м³ при значении 69,3 г/м³ прошлого года. Данное отклонение связано с недостоверным значением, принятым при расчёте конденсатосодержания. Фонд добывающих скважин к концу года составил 6 ед. Среднегодовой дебит сухого газа на уровне 68,7 тыс. м³/сут ниже на 24% прошлогоднего уровня 90,7 тыс. м³/сут, среднегодовой дебит жидкости 6,8 т/сут значительно ниже на 31% прошлогоднего уровня 9,9 т/сут, среднегодовой дебит конденсата 1,5 т/сут значительно ниже прошлогоднего уровня 6,3 т/сут. Коэффициент использования и эксплуатации добывающих скважин составили 0,41 и 0,59 доли ед. соответственно, в том числе новых скважин – 0,52/0,62 доли ед.

В 2022 г. отмечается снижение уровня добычи сухого газа в количестве 9,635 млн. м³ относительно предыдущего года (61,459 млн. м³) по причине периодической эксплуатации действующих скважин, низких значений коэффициента использования (0,05 доли ед.) и эксплуатации (0,18 доли ед.), а также выбытия 1 скважины (№32) в наблюдательный фонд. Также по объекту в течение года было отобрано 2,2 тыс. т жидкости и 0,0001 тыс. т конденсата, что ниже прошлогоднего уровня добычи жидкости (6,0 тыс. т) и конденсата (1,4 тыс. т). Темп отбора от НИЗ сухого газа за текущий год составил 0,9%, темп отбора от ТИЗ составил 1,0%. В течение года отмечается значительное снижение КГФ 0,01 г/м³ при значении 22,5 г/м³ прошлого года. Фонд добывающих скважин к концу года составил 5 ед. Среднегодовой дебит сухого газа на уровне 86,0 тыс. м³/сут выше на 25% прошлогоднего уровня 68,7 тыс. м³/сут, среднегодовой дебит жидкости 19,5 т/сут выше почти на 3 раза прошлогоднего уровня 6,8 т/сут, среднегодовой дебит конденсата 0,001 т/сут значительно ниже прошлогоднего уровня 1,5 т/сут.

В 2023 г. отмечается увеличение уровня добычи сухого газа объекта в количестве 36,270 млн. м³ относительно предыдущего года (9,635 млн. м³). Также было отобрано 3,8 тыс. т жидкости и 0,0014 тыс. т конденсата, что выше прошлогоднего уровня добычи жидкости (2,2 тыс. т) и конденсата (0,0001 тыс. т). Темп отбора от НИЗ сухого газа за текущий год составил 3,3%, темп отбора от ТИЗ составил 4,0%. В течение года отмечается значительное увеличение КГФ 0,04 г/м³ при значении 0,01 г/м³ прошлого года. Увеличение показателей разработки, уровней добычи УВС обусловлено высокими значениями относительно предыдущего года коэффициента использования (0,19 доли ед) и

эксплуатации (0,42 доли ед.) добывающих скважин, увеличением фонда добывающих скважин за счет обратного перевода скважины №32 из наблюдательного в добывающий фонд, с учетом чего фонд добывающих скважин к концу года составил 6 ед. Среднегодовой дебит сухого газа на уровне 85,7 тыс. м³/сут незначительно ниже прошлогоднего уровня 86,0 тыс. м³/сут, среднегодовой дебит жидкости 8,9 т/сут ниже почти на 2 раза прошлогоднего уровня 19,5 т/сут, среднегодовой дебит конденсата 0,003 т/сут не значительно выше прошлогоднего уровня 0,001 т/сут. Подобные изменения в дебитах жидкости и конденсата обусловлены тем, что в 2022 г. на объекте эксплуатировались в основном только 2 скважины №28 и №32, остальные скважины только испытывались в течение 1 или 2-х дней, а в 2023 г. скважины №34 и №35, характеризующиеся более низкими дебитами жидкости были введены в полноценную эксплуатацию.

В 2024 г. по сравнению с прошлым годом наблюдается значительное увеличение уровня добычи углеводородов и улучшение показателей, несмотря на сокращение фонда добывающих скважин в течение года на 3 ед. в связи с выбытиями 3 скважин (№№27, 28, 29) в наблюдательный фонд по причине отсутствия притока в скважинах. Объем добычи сухого газа составил 92,007 млн м³, что почти в 2,5 раза превышает показатель предыдущего года (36,270 млн м³). Это сопровождалось ростом темпов отбора от начальных извлекаемых запасов до 8,5% (против 3,3% предыдущего года) и от текущих извлекаемых запасов до 10,5% (4,0% в прошлом году). Также значительно увеличились объемы отбора жидкости и конденсата. В 2024 г. было добыто 9,1 тыс. т жидкости (3,8 тыс. т) и 1,3 тыс. т конденсата, что в сотни раз превышает показатель прошлого года (0,0014 тыс. т). Среднегодовой дебит жидкости составил 8,7 т/сут, что практически соответствует уровню 2023 г. (8,9 т/сут). В то же время среднегодовой дебит конденсата вырос до 1,2 т/сут (в 2023 г. – 0,003 т/сут). Резко возрос КГФ, достигнув 13,81 г/м³ по сравнению с 0,04 г/м³ в 2023 году. Несмотря на то что к концу 2024 года фонд добывающих скважин сократился до 3 единиц (в 2023 году — 6), производственные показатели остались на высоком уровне. Среднегодовой дебит газа составил 88,1 тыс. м³/сут, что даже немного выше значения предыдущего года (85,7 тыс. м³/сут). Значительно улучшились коэффициенты использования и эксплуатации скважин, составив 0,48 и 0,60 соответственно (в 2023 году — 0,19 и 0,42). Таким образом, 2024 год характеризуется ростом добычи, улучшением технико-экономических показателей и повышением эффективности использования фонда скважин.

В 2025 г. фактическая добыча составила 90,840 млн м³ сухого газа, 1,2 тыс. т конденсата и 3,9 тыс. т жидкости. Конденсатно-газовый фактор снизился с 13,8 г/м³ до 13,0 г/м³, что указывает на уменьшение доли конденсата в добываемом газе. Среднегодовой дебит сухого газа на уровне 116,8 тыс. м³/сут выше прошлогоднего уровня 88,1 тыс. м³/сут,

среднегодовой дебит жидкости 4,9 т/сут ниже почти на 1,5 раза прошлогоднего уровня 8,7 т/сут, среднегодовой дебит конденсата 1,5 т/сут не значительно выше прошлогоднего уровня 1,2 т/сут. Коэффициент использования и эксплуатации добывающих скважин составили 0,53 и 0,88 доли ед. соответственно.

Всего за весь период разработки по объекту добыто 389,500 млн. м³ сухого газа, 15,8 тыс. т конденсата, 42,6 тыс. т жидкости. Отбор от НИЗ конденсата составил 45,8%, текущий КИК на отметке 0,177 доли ед. при утвержденном значении 0,387 доли ед. Отбор от НИЗ сухого газа составил 35,4%, текущий КИГ на отметке 0,251 доли ед. при утвержденном значении 0,711 доли ед. (таблица 3.2.2).

Ниже на рисунке 3.2.4 представлены основные технологические показатели разработки III объекта с начала разработки.

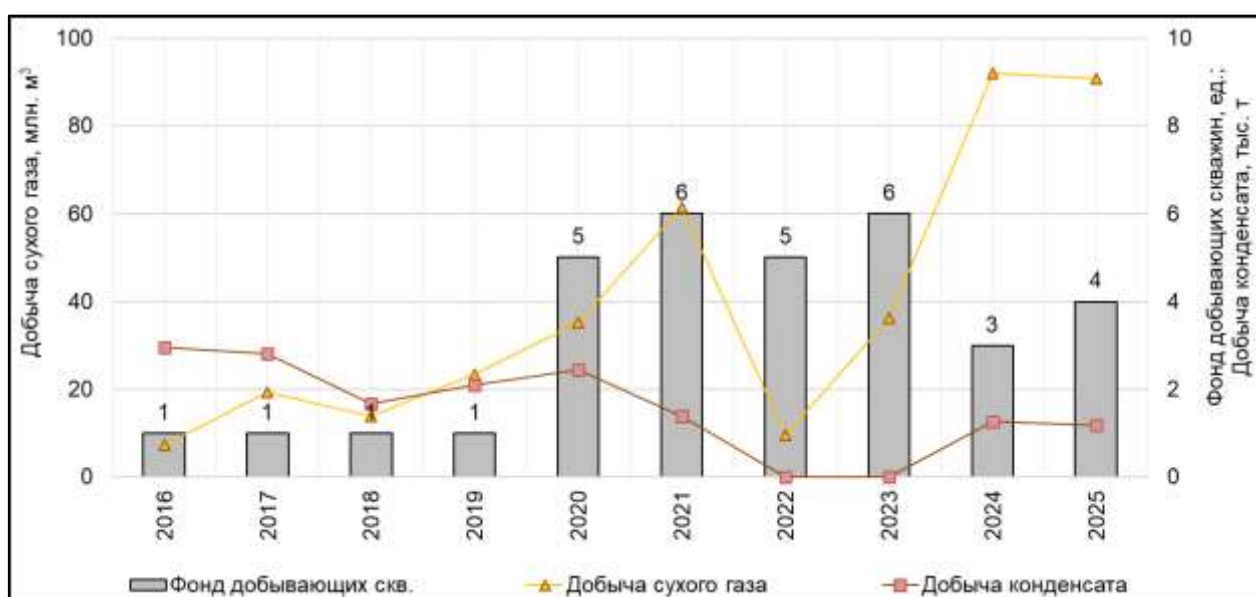


Рисунок 3.2.4 - Динамика основных технологических показателей III объекта

Месторождение

С начала разработки всего по нефтяным залежам месторождения (скважина №11) было добыто 21,9 тыс. т нефти и 4,831 млн. м³ растворенного в нефти газа. Накопленная добыча нефти соответствует отбору от НИЗ 100%, текущий КИН составил утвержденный уровень 0,233 доли ед., так как нефтяная скважина №11 ликвидирована по техническим причинам, добыча нефти по другим скважинам не предусматривается.

По газоконденсатным залежам с начала разработки всего отобрано суммарно 502,478 млн. м³ сухого газа и 19,2 тыс. т конденсата. Отбор от НИЗ сухого газа составил 26,8%, текущий КИГ на отметке 0,186 доли ед. при утвержденном значении 0,695 доли ед. Отбор от НИЗ конденсата составил 34,3%, текущий КИК на отметке 0,128 доли ед. при утвержденном значении 0,373 доли ед. (таблица 3.2.3). Всего по нефтяным и газоконденсатным залежам месторождения отобрано 77,1 тыс. т жидкости. Основная доля

продукции текущей и накопленной добычи сухого газа и конденсата достигается за счет основного III объекта.

В ходе разработки месторождения по данным эксплуатации скважин отмечаются низкие показатели использования/эксплуатации добывающих скважин, которые в последний 5-летний период составили соответственно:

в 2021 г. – 0,41/0,58 доли ед.,

в 2022 г. – 0,04/0,16 доли ед.,

в 2023 г. – 0,17/0,39 доли ед.,

в 2024 г. – 0,42/0,55 доли ед.,

в 2025 г. – 0,54/0,85 доли ед.

Низкие коэффициенты работы добывающих скважин месторождения обусловлены частыми простоями и периодической эксплуатацией скважин не по техническим и технологическим причинам, а по организационным причинам, связанным с невыгодными условиями реализации добываемого газа до 2023г. По ходу договоренности недропользователя по цене реализации газа, с 2024г отмечается полное подключение скважин с использованием потенциала добывающего фонда и постепенное увеличение коэффициентов использования и эксплуатации скважин.

Ниже на рисунке 3.2.5 представлены основные технологические показатели разработки в целом по месторождению с начала разработки.

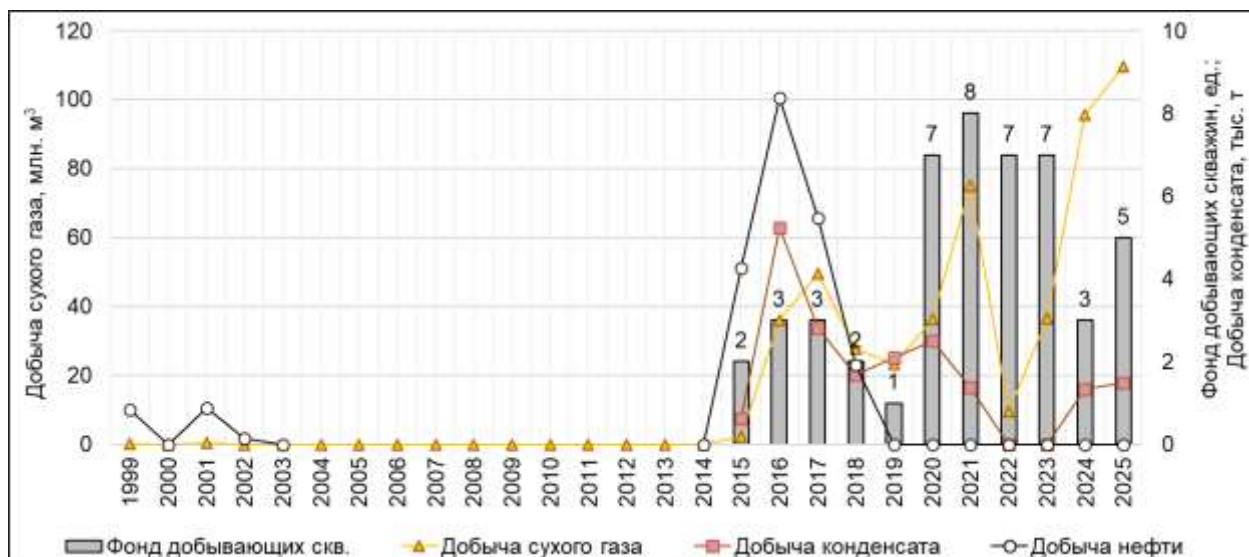


Рисунок 3.2.5 - Динамика основных технологических показателей месторождения

Таблица 3.2.3 - Технологические показатели разработки I объекта

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1.	Добыча сухого газа, млн. м ³	13,625	0,029	0,242	3,504	18,916
2.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,000	0,000	0,000	0,0002	0,0
3.	Добыча конденсата, тыс. т	0,0001	0,000001	0,000001	0,1	0,32
4.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
5.	Добыча нефти, тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0
7.	Добыча жидкости, тыс. т	1,6	0,0	0,02	0,2	1,1
8.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,003	0,0
9.	<i>из переходящих скважин</i>	1,6	0,0	0,0	0,2	1,1
10.	Накопленная добыча сухого газа, млн. м ³	90,286	90,315	90,557	94,061	112,977
11.	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	3,0	3,0	3,0	3,1	3,376
12.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9
13.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м ³	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831
14.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	33,3	33,3	33,3	33,5	34,6
15.	Темп отбора от начальных геологических запасов сухого газа, %	1,7	0,0	0,0	0,4	2,3
16.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	2,6	0,0	0,0	0,7	3,6
17.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов сухого газа, %	3,1	0,0	0,1	0,8	4,4
18.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233
19.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
20.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,030	0,030	0,030	0,031	0,081
21.	Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	7,0	7,0	7,0	7,2	22,8
22.	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,111	0,111	0,111	0,115	0,138
23.	Отбор от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	17,4	17,4	17,4	18,1	21,6
24.	Конденратно-газовый фактор, г/м ³	0,01	0,02	0,0	22,0	16,8
25.	Газовый фактор, м ³ /т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26.	Обводненность продукции (по весу), %	99,9	99,9	99,9	68,0	70,4
27.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
28.	<i>переходящих скважин</i>	99,9	99,9	99,9	68,0	70,4
29.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
30.	Ввод новых добывающих скважин, ед.				1	1
31.	<i>из наблюдательного фонда</i>				1	1
32.	<i>из консервации</i>					
33.	Выбытие добывающих скважин, ед.				2	
34.	<i>в т.ч.в наблюдательный фонд</i>				2	
35.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	2	0	1
36.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	0	0	0	1
37.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины:					
38.	<i>по нефти (т/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	5,3	0,7	6,3	9,2	5,2
40.	<i>по газу (тыс. м³/сут)</i>	44,5	5,8	80,7	134,8	91,8
41.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	3,0	1,5
42.	Среднесуточный дебит новых скважин:					
43.	<i>по нефти (т/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	0,9	5,2
45.	<i>по газу (тыс. м³/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	0,1	91,8
46.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	0,3	1,5
47.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	12,3	11,4	11,0	10,5	10,5
48.	<i>минимальное забойное давление, МПа</i>	11,4	11,4	10,6	9,6	
49.	<i>максимальное забойное давление, МПа</i>	13,3	11,4	11,4	11,4	
50.	Среднее пластовое давление, МПа	13,9	13,7	13,9	13,7	13,3
51.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,42	0,01	0,004	0,07	0,56
52.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>				0,01	
53.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,56	0,04	0,03	0,12	0,75
54.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>				0,05	0,75
55.	Плотность сетки скважин, га/скв.	397,9	397,9	397,9	397,9	397,9

Таблица 3.2.4 - Технологические показатели разработки III объекта

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1.	Добыча сухого газа, млн. м³	61,459	9,635	36,270	92,007	90,840
2.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>15,126</i>	<i>0,000</i>	<i>0,128</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>
3.	Добыча конденсата, тыс. т	1,4	0,0001	0,001	1,3	1,2
4.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>0,01</i>	<i>0,0</i>	<i>0,000001</i>	<i>0,001</i>	<i>0,0</i>
5.	Добыча жидкости, тыс. т	6,0	2,2	3,8	9,1	3,9
6.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>1,1</i>	<i>0,0</i>	<i>0,1</i>	<i>0,0</i>	<i>0</i>
7.	<i>из переходящих скважин</i>	<i>5,0</i>	<i>2,2</i>	<i>3,7</i>	<i>9,1</i>	<i>3,9</i>
8.	Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	160,749	170,383	206,653	298,660	389,500
9.	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	13,4	13,4	13,4	14,6	15,8
10.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	23,6	25,8	29,6	38,7	42,6
11.	Темп отбора от начальных геологических запасов сухого газа, %	4,0	0,6	2,4	6,0	5,9
12.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	5,7	0,9	3,3	8,5	8,3
13.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов сухого газа, %	6,2	1,0	4,0	10,5	11,3
14.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,065	0,065	0,065	0,071	0,177
15.	Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	13,2	13,2	13,2	14,4	45,8
16.	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,105	0,112	0,135	0,196	0,251
17.	Отбор от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	14,8	15,7	19,1	27,5	35,4
18.	Конденсатно-газовый фактор, г/м³	22,5	0,01	0,04	13,81	13,01
19.	Обводненность продукции (по весу), %	77,1	99,9	99,9	86,0	69,3
20.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	<i>99,5</i>	<i>0,0</i>	<i>99,9</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
21.	<i>переходящих скважин</i>	<i>77,1</i>	<i>100,0</i>	<i>100,0</i>	<i>86,0</i>	<i>69,3</i>
22.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	9,3	9,3	10,9	10,9	10,9
23.	Ввод новых добывающих скважин, ед.	1		1	1	1
24.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>					
25.	<i>переводом из других объектов</i>					
26.	<i>из наблюдательного фонда</i>			<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
27.	<i>из консервации</i>	<i>1</i>				
28.	Выбытие добывающих скважин, ед.		1		4	
29.	<i>в т.ч.: ликвидированы</i>					
30.	<i>на другой объект</i>					
31.	<i>под закачку</i>					
32.	<i>в другой фонд</i>		<i>1</i>		<i>4</i>	
33.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	5	6	3	4
34.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	0	2	3	3
35.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины:					
36.	<i>по нефти (т/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	6,8	19,5	8,9	8,7	4,9
38.	<i>по газу (тыс. м³/сут)</i>	68,7	86,0	85,7	88,1	116,8
39.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	1,5	0,0	0,0	1,2	1,5
39.	Среднесуточный дебит новых скважин:					
40.	<i>по нефти (т/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	5,7	0,0	21,9	0,0	3,3
42.	<i>по газу (тыс. м³/сут)</i>	80,0	0,0	31,9	0,0	112,2
43.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
43.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	11,7	11,7	10,9	9,9	9,6
44.	<i>минимальное забойное давление, МПа</i>	8,9	8,9	7,0	5,4	5,1
45.	<i>максимальное забойное давление, МПа</i>	13,2	13,2	13,2	12,3	11,4
46.	Среднее пластовое давление, МПа	14,0	14,0	13,7	13,5	13,2
47.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,41	0,05	0,19	0,48	0,53
48.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	<i>0,52</i>		<i>0,01</i>		
49.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,59	0,18	0,42	0,60	0,88
50.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	<i>0,62</i>		<i>0,06</i>		<i>0,15</i>
51.	Плотность сетки скважин, га/скв.	155,2	155,2	155,2	155,2	155,2

Таблица 3.2.5 - Технологические показатели разработки в целом по месторождению

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1.	Добыча сухого газа, млн. м ³	75,084	9,664	36,512	95,511	109,756
2.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>15,126</i>	<i>0,000</i>	<i>0,128</i>	<i>0,0002</i>	<i>0,000</i>
3.	Добыча конденсата, тыс. т	1,4	0,0001	0,001	1,3	1,5
4.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>0,005</i>	<i>0,0</i>	<i>0,00001</i>	<i>0,001</i>	<i>0,0</i>
5.	Добыча нефти, тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
7.	<i>из переходящих скважин</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
8.	<i>мехспособом</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
9.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10.	Добыча жидкости, тыс. т	7,7	2,2	3,8	9,3	4,9
11.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>1,1</i>	<i>0,0</i>	<i>0,1</i>	<i>0,003</i>	<i>0,0</i>
12.	<i>из переходящих скважин</i>	<i>6,6</i>	<i>2,2</i>	<i>3,7</i>	<i>9,3</i>	<i>4,9</i>
13.	Накопленная добыча сухого газа, млн. м ³	251,035	260,698	297,211	392,721	502,478
14.	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	16,3	16,3	16,3	17,7	19,2
15.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9
16.	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
17.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м ³	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831
18.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	56,9	59,1	62,9	72,2	77,1
19.	Темп отбора от НГЗ сухого газа, %	2,8	0,4	1,4	3,6	4,1
20.	Темп отбора от НИЗ сухого газа, %	4,0	0,5	2,0	5,1	5,8
21.	Темп отбора от ТИЗ сухого газа, %	4,5	0,6	2,3	6,1	7,4
22.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233
23.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
24.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,047	0,047	0,047	0,051	0,128
25.	Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	9,7	9,7	9,7	10,5	34,3
26.	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,094	0,098	0,111	0,147	0,186
27.	Отбор от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	13,5	14,0	16,0	21,2	26,8
28.	Обводненность продукции (по весу), %	81,9	99,9	99,9	85,6	69,5
29.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	<i>99,5</i>	<i>0,0</i>	<i>99,9</i>	<i>67,4</i>	<i>0,0</i>
30.	<i>переходящих скважин</i>	<i>79,1</i>	<i>99,9</i>	<i>99,9</i>	<i>85,6</i>	<i>69,5</i>
31.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	15,5	15,5	17,0	17,0	17,0
32.	Ввод новых добывающих скважин, ед.	1		1	1	2
33.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>					
34.	<i>из наблюдательного фонда</i>			<i>1</i>	<i>1</i>	<i>2</i>
35.	<i>из консервации</i>	<i>1</i>				
36.	Выбытие добывающих скважин, ед.		1		6	
37.	<i>в т.ч. в другой фонд</i>		<i>1</i>		<i>6</i>	
38.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	7	8	3	5
39.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	0	2	3	4
40.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины:					
41.	<i>по нефти (м³/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42.	<i>по жидкости (м³/сут)</i>	6,4	18,7	8,9	8,7	5,0
43.	<i>по газу (тыс. м³/сут)</i>	62,6	82,6	85,7	89,3	111,5
44.	<i>по конденсату (м³/сут)</i>	1,2	0,001	0,003	1,3	1,5
45.	Среднесуточный дебит новых скважин:					
46.	<i>по нефти (м³/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47.	<i>по жидкости (м³/сут)</i>	5,7	0,0	21,9	0,9	0,0
48.	<i>по газу (тыс. м³/сут)</i>	80,0	0,0	31,9	0,1	0,0
49.	<i>по конденсату (м³/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0
48.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,41	0,04	0,17	0,42	0,54
49.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	<i>0,52</i>		<i>0,01</i>	<i>0,01</i>	
50.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,58	0,16	0,39	0,55	0,85
51.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	<i>0,62</i>		<i>0,06</i>	<i>0,05</i>	<i>0,45</i>

3.2.3. Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Сравнение проектных и фактических значений по месторождению в целом и раздельно по эксплуатационным объектам приведены за последний 2-летний период. При сравнении проектных и фактических технологических показателей разработки за 2024 г. проектные значения приведены с «Дополнение к проекту разработки месторождения Аксай Южный» 2024г [29], утвержденного согласно Письму Министерства Энергетики РК №04-0/2428-вн от 30.04.2024г (на основе Протокола ЦКРР РК №50/1 от 18.04.2024г). Проектные значения технологических показателей на 2025г приняты по действующего на данный момент «Анализ разработки месторождения Аксай Южный» 2025г [30], утвержденного согласно Письму Министерства Энергетики РК №17-1-0/5908-вн от 11.09.2025г (на основе Протокола ЦКРР РК №65/8 от 21.08.2025г).

I объект

В 2024 г. добыча сухого газа составила всего 3,504 млн. м3 (при проектном показателе 29,600 млн. м3) при фонде добывающих скважин в течение года всего 2 ед. и выбывшими к концу года, отработавшими всего меньшего 1 месяца при показателях коэффициента использования 0,07 доли ед. и коэффициента эксплуатации 0,11 доли ед. Среднегодовой дебит сухого газа составил 134,8 тыс. м3/сут при проектном значении 42,7 тыс. м3/сут. Обводненность продукции составила 68,0% при проектной 18,4%. Конденсатно-газовый фактор составил 22,0 г/м3 при проектном 98,0 г/м3. А также фактического и проектного коэффициента эксплуатации скважин, 0,12 д.ед. при проектном 0,95 д.ед.

В 2025 г. добыча сухого газа составила 18,916 млн. м3 при проектном показателе 17,270 млн. м3, превышение достигнуто за счет более высокого фактического дебита газа против проектного, 91,8 тыс. м3/сут против 67,6 тыс. м3/сут, а также фонд добывающих скважин соответствовал проектному и составил 1 ед. Добыча конденсата составила 0,3 тыс.т, что на 6 % превышало проектное значение, превышение достигнуто за счет более высокого дебита конденсата относительно проектного, 1,5 т/сут против 1,3 т/сут. Обводненность продукции составила 70,4% при проектной 67,0%. Конденсатно-газовый фактор составил 16,8 г/м3 при проектном 17,8 г/м3. А также фактического и проектного коэффициента эксплуатации скважин, 0,75 д.ед. при проектном 0,95 д.ед. На 01.01.2026г с учетом накопленной добычи сухого газа текущее значение КИГ составило 0,138 доли ед. при проектном значении 0,136 доли ед., отбор от НИЗ сухого газа составил 21,6% при проектном значении 21,3%. Фактическое значение КИН составило 0,233 доли ед., что на уровне проектного значения, принятого в свою очередь по фактическим данным показателей разработки нефтедобывающей скважины №11, выбывшей из эксплуатации в 2018 г. Накопленная добыча конденсата по объекту составила 3,4 тыс. т при проектном

значении 3,4 тыс. т. Фактическое значение текущего КИК составило 0,081 доли ед. при проектном значении 0,081 доли ед., отбор от НИЗ составил 22,8% при проектном значении 23,0%.

II объект

II объект фактически за рассматриваемый период в разработку не вступал. Согласно действующему проекту разработка объекта предусматривается с 2029г вводом скважин из наблюдательного фонда.

III объект

Согласно действующему проекту в 2025г предусматривалось ввод из наблюдательного в добывающий фонд 1 скважины (№29), и ввод из бурения 1 добывающей вертикальной скважины (№38) в 2029г. А также ввод из консервации 1 добывающей скважины (№31) в 2029. К концу рентабельного периода (2041г) значение КИГ по объекту составляло 0,730 доли ед., КИК – 0,123 доли ед.

Добыча газа за 2024 г. на уровне 92,007 млн. м³ превысила проектный показатель на 30,3%, который составлял 70,6 млн м³. Рост добычи обусловлен высокими фактическими показателями дебита газа – 88,1 тыс. м³/сут, что в 2 раза превышает проектное значение 36,9 тыс. м³/сут. При этом добыча конденсата за 2024г составила 1,3 тыс. т против проектных 6,2 тыс. т, а накопленная добыча достигла 14,6 тыс. т. Отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) сухого газа составил 27,5% при проектном значении 24,0%. Отбор от НИЗ конденсата составил 14,4% при проектном значении 21,0%. Обводненность продукции составила 86,0% при проектной 32,3%. Конденсатно-газовый фактор составил 13,8 г/м³ при проектном 87,8 г/м³. А также фактического и проектного коэффициента эксплуатации скважин, 0,60 д.ед. при проектном 0,95 д.ед.

В 2025г добыча сухого газа составила 90,840 млн. м³ при проектной 82,760 млн. м³, превышение достигнуто за счет 116,8 тыс. м³/сут против 72,0 тыс. м³/сут. Также добыча конденсата за 2025г составила 1,2 тыс. т против 1,1 тыс. т, а накопленная добыча конденсата 15,8 тыс. т. С учетом накопленной добычи сухого газа в объеме 389,500 млн м³. На 01.01.2026 текущий коэффициент извлечения газа (КИГ) объекта составил 0,251 доли ед., при проектном значении 0,246 доли ед. Отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) сухого газа составил 35,4% при проектном значении 34,7%. С учетом накопленной добычи конденсата в размере 15,8 тыс. т текущий коэффициент извлечения конденсата (КИК) составил 0,177 доли ед. при проектном значении 0,176 доли ед. Отбор от НИЗ конденсата составил 45,8% при проектном значении 45,5%. Обводненность продукции составила 69,3% при проектной 67,6%. Конденсатно-газовый фактор составил 13,0 г/м³ при

проектном 13,1 г/м³. А также фактического и проектного коэффициента эксплуатации скважин, 0,88 д.ед. при проектном 0,95 д.ед.

Месторождение

В целом по месторождению с 2024г наблюдается полное подключение скважин с задействованием потенциала всего добывающего фонда, а также постепенное повышение коэффициентов использования и эксплуатации скважин.

За 2024г отмечается достижение проектных уровней добычи газа с отклонением в пределах 10%, что обеспечено за счёт превышения проектных показателей по III эксплуатационному объекту при одновременном недостижении проектных значений по I объекту.

Также за 2025г отмечается достижение проектных уровней добычи сухого газа и конденсата с отклонением в пределах 10%

При сопоставлении уровней добычи конденсата, отмечается недостижение проектного уровня по причине неподтверждения проектных значений КГФ по двум объектам:

- КГФ в 2024 г. по I объекту составил 22,0 г/м³ при проектном значении 98,0 г/м³;
- КГФ в 2025 г. по I объекту составил 17,8 г/м³ при проектном значении 16,8 г/м³;
- КГФ в 2024 г. по III объекту составил 13,8 г/м³ при проектном значении 87,8 г/м³.
- КГФ в 2025 г. по III объекту составил 13,0 г/м³ при проектном значении 13,1 г/м³.

На 01.01.2026г в целом по месторождению отобрано 21,9 тыс. т нефти, 4,831 млн. м³ растворенного в нефти газа, 502,478 млн. м³ сухого газа, 19,2 тыс. т конденсата и 77,1 тыс. т жидкости. Текущий КИН по месторождению составил 0,233 доли ед., текущий КИГ составил 0,186 доли ед. при проектном значении 0,183 доли ед., отбор от НИЗ сухого газа – 26,8% при проектном значении 26,2%, текущий КИК – 0,128 доли ед. при проектном значении 0,127 доли ед., отбор от НИЗ конденсата – 34,3% при проектном значении 34,1%.

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

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2024 ДПР-2024г		2025 АР-2025г	
		<i>проект</i>	<i>факт</i>	<i>проект</i>	<i>факт</i>
1.	Добыча сухого газа, млн. м ³	29,600	3,504	17,270	18,916
2.	Добыча конденсата, тыс. Т	2,9	0,1	0,3	0,3
3.	Добыча нефти, тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0
4.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м ³	0,000	0,000	0,000	0,000
5.	Добыча жидкости, тыс. т	3,6	0,2	0,9	1,1
6.	Накопленная добыча сухого газа, млн. м ³	139,400	94,061	111,331	113,000
7.	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	7,8	3,1	3,4	3,4
8.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	21,9	21,9	21,9	21,9
9.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м ³	4,831	4,831	4,831	4,831
10.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	39,2	33,5	34,5	34,6
11.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	5,7	0,7	3,3	3,6
12.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов сухого газа, %	7,2	0,8	4,0	4,4
13.	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,171	0,115	0,136	0,138
14.	Отбор от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	26,8	18,1	21,3	21,6
15.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,080	0,031	0,081	0,081
16.	Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	18,4	7,2	23,0	22,8
17.	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,0	0,0	0,0	0,0
18.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,0	0,0	0,0	0,0
19.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	0,0	0,0	0,0	0,0
20.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,233	0,233	0,233	0,233
21.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	100,0	100,0	100,0	100,0
22.	Конденсатно-газовый фактор, г/м ³	98,0	22,0	17,8	16,8
23.	Газовый фактор, м ³ /т	0,0	0,0	0,0	0,0
24.	Обводненность продукции (по весу), %	18,4	68,0	67,0	70,4
25.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	6,2	6,2	6,2	6,2
26.	Ввод новых добывающих скважин, ед.			1	1
27.	<i>в т.ч. переводом из других объектов</i>				
28.	<i>из наблюдательного фонда</i>			1	1
29.	Выбытие добывающих скважин, ед.		2		

30.	<i>в наблюдательный фонд</i>		2		
31.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	0	1	1
32.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	0	1	1
33.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины: <i>по нефти (т/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
34.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	8,2	9,2	3,6	5,2
35.	<i>по газу (тыс. м³/сут)</i>	42,7	134,8	67,6	91,8
36.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	4,2	3,0	1,2	1,5
37.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,07	0,95	0,56
38.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>		0,01		
39.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,12	0,95	0,75
40.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>		0,05		

Таблица 3.2.7 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по III объекту

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		<i>проект</i>	<i>факт</i>	<i>проект</i>	<i>факт</i>
1.	Добыча сухого газа, млн. м³	70,600	92,007	82,760	90,840
2.	Добыча конденсата, тыс. т	6,2	1,3	1,1	1,2
3.	Добыча жидкости, тыс. т	9,2	9,1	3,3	3,9
4.	Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	260,700	298,660	381,4	389,5
5.	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	21,3	14,6	15,7	15,8
6.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	37,5	38,7	42,0	42,6
7.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	6,5	8,5	7,5	8,3
8.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов сухого газа, %	7,9	10,5	10,3	11,3
9.	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,171	0,196	0,246	0,251
10.	Отбор от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	24,0	27,5	34,7	35,4
11.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,103	0,071	0,176	0,177
12.	Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	21,0	14,4	45,5	45,8
13.	Конденсатно-газовый фактор, г/м³	87,8	13,8	13,1	13,0
14.	Обводненность продукции (по весу), %	32,3	86,0	67,6	69,3
15.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	9,7	10,9	9,7	10,9
16.	Ввод новых добывающих скважин, ед.	1	1	1	1
17.	<i>в т.ч. из наблюдательного фонда</i>	1	1	1	1

18.	Выбытие добывающих скважин, ед.		4		
19.	<i>в т.ч. на другой объект</i>				
20.	<i>в другой фонд</i>		4		
21.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	3	4	4
22.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	3	4	3
23.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины: <i>по жидкости (т/сут)</i>	4,8	8,7	2,9	4,9
24.	<i>по газу (тыс. м³/сут)</i>	36,9	88,1	72,0	116,8
25.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	3,2	1,2	0,9	1,5
26.	Среднесуточный дебит новых скважин: <i>по жидкости (т/сут)</i>	5,0		2,6	1,0
27.	<i>по газу (тыс. м³/сут)</i>	20,0		67,3	112,2
28.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,48	0,95	0,53
29.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,50			
30.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,60	0,95	0,88
31.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,95			

Таблица 3.2.8 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		<i>проект</i>	<i>факт</i>	<i>проект</i>	<i>факт</i>
1.	Добыча сухого газа, млн. м ³	100,300	95,511	100,030	109,756
2.	Добыча конденсата, тыс. т	9,1	1,3	1,4	1,5
3.	Добыча нефти, тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0
4.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м ³	0,000	0,000	0,000	0,00
5.	Добыча жидкости, тыс. т	12,8	9,3	4,3	4,9
6.	Накопленная добыча сухого газа, млн. м ³	400,100	392,721	492,751	502,478
7.	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	29,1	17,7	19,1	19,2
8.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	21,9	21,9	21,9	21,9
9.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м ³	4,831	4,831	4,831	4,831
10.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	76,6	72,2	76,5	77,1
11.	Темп отбора от НИЗ сухого газа, %	5,4	5,1	5,3	5,8
12.	Темп отбора от ТИЗ сухого газа, %	6,4	6,1	6,7	7,4
13.	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,150	0,147	0,183	0,186
14.	Отбор от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	21,6	21,2	26,2	26,8
15.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,084	0,051	0,127	0,128
16.	Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	17,2	10,5	34,1	34,3
17.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,0	0,0	0,0	0,0
18.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	0,0	0,0	0,0	0,0
19.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,233	0,233	0,233	0,233
20.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	100,0	100,0	100,0	100,0
21.	Обводненность продукции (по весу), %	28,4	85,6	67,5	69,5
22.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	16,3	16,3	16,0	16,3
23.	Ввод новых добывающих скважин, ед.	1	1	2	2
24.	<i>в т.ч. из наблюдательного фонда</i>	1	1	2	2
25.	Выбытие добывающих скважин, ед.		6		
26.	<i>в т.ч. в другой фонд</i>		6		
27.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	3	5	5
28.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	3	5	4
29.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины: <i>по нефти (м/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	0,0

30.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	6,3	8,7	3,0	5,0
31.	<i>по газу (тыс. м³/сут)</i>	38,4	89,3	71,2	111,5
32.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	3,5	1,3	1,0	1,5
33.	Среднесуточный дебит новых скважин: <i>по нефти (т/сут)</i>	-	0,0		
34.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	5,0	0,9		
35.	<i>по газу (тыс. м³/сут)</i>	20,0	0,1		
36.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	3,0	0,3		
37.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,42	0,95	0,54
38.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,50	0,01		
39.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,55	0,95	0,85
40.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,95	0,05		

3.2.4. Анализ выработки запасов углеводородов и текущего состояния разработки

Анализ выработки запасов УВ из продуктивных горизонтов выполнен на основе геологических и извлекаемых запасов УВС, состоящих на государственном балансе РК, утвержденных в рамках «Пересчета запасов ...» 2026 г. [31] и промысловых данных учета добычи УВС по эксплуатационным объектам нефтяных и газоконденсатных залежей месторождения по состоянию на 01.01.2026г. Распределение запасов конденсата и сухого газа приведены ниже на рисунке 3.2.6.

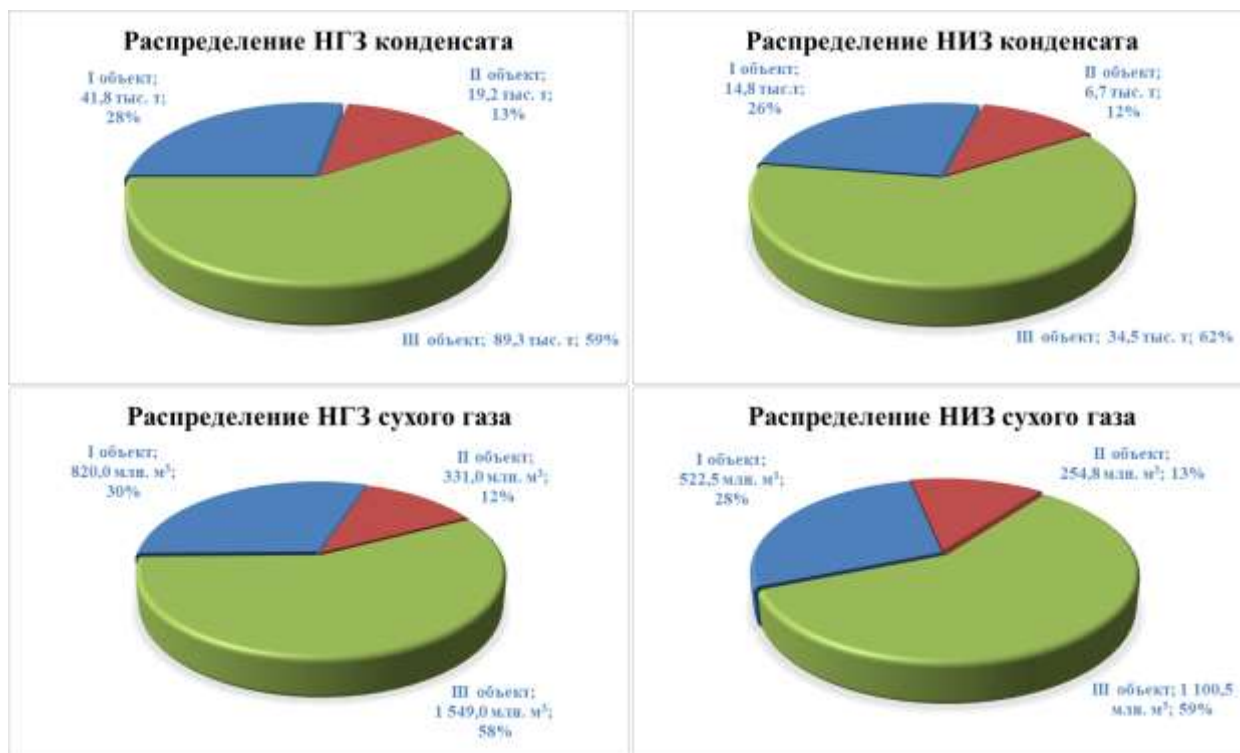


Рисунок 3.2.6 - Распределение геологических и извлекаемых запасов УВ по эксплуатационным объектам

По состоянию на 01.01.2026г накопленная добыча нефти по нефтяным залежам месторождения составила 21,9 тыс. т, начальные извлекаемые запасы нефти (21,9 тыс. т) выработаны на 100%. Текущий КИН на отметке 0,233 доли ед. при утвержденном значении КИН 0,233 доли ед. при геологических запасах нефти 94,0 тыс. т. Вся добыча нефти отобрана по I объекту по скважине №11. В данное время скважина не эксплуатируется и находится в консервации с мая 2018 г. По скважине всего отобрано 25,4 тыс. т жидкости и 72,820 млн. м³ газа, из которых 4,831 млн. м³ растворенного в нефти газа и 67,989 млн. м³ газа газовой шапки.

Накопленная добыча сухого газа в целом по месторождению составила 502,478 млн. м³, при начальных извлекаемых запасах сухого газа в количестве 1877,8 млн. м³ отбор от НИЗ сухого газа составил 26.8%, текущий КИГ – 0,186 доли ед. при утвержденных 0,695

доли ед. (при геологических запасах 2700,0 млн. м³). Из них накопленная добыча сухого газа по I объекту составила 112,977 млн. м³, где отбор от НИЗ сухого газа (522,5 млн. м³) составил 21,6% текущий КИГ – 0,138 доли ед. при утвержденных 0,637 доли ед. (при геологических запасах 820,0 млн. м³). Накопленная добыча сухого газа по III объекту составила 389,500 млн. м³, где отбор от НИЗ сухого газа (1100,5 млн. м³) составил 35,4%, текущий КИГ – 0,251 доли ед. при утвержденных 0,711 доли ед. (при геологических запасах 1549,0 млн. м³).

Накопленная добыча конденсата в целом по месторождению составила 19,2 тыс. т, при начальных извлекаемых запасах 56,0 тыс. т отбор от НИЗ конденсата составил 34,3%, текущий КИК – 0,128 доли ед. при утвержденных 0,373 доли ед. (при геологических запасах 150,3 тыс. т). При этом по I объекту отобрано 3,4 тыс. т конденсата, отбор от НИЗ составил 22,8% при извлекаемых запасах конденсата 14,8 тыс. т, текущий КИК – 0,081 доли ед. при утвержденных 0,354 доли ед. (при геологических запасах 41,5 тыс. т). По III объекту отобрано 15,8 тыс. т конденсата, отбор от НИЗ составил 45,8% при извлекаемых запасах конденсата 34,5 тыс. т, текущий КИК – 0,177 доли ед. при утвержденных 0,386 доли ед. (при геологических запасах 89,3 тыс. т).

За последний год эксплуатации нефтедобывающей скважины №11 (2018 г.) добыча нефти по I объекту (месторождению) составила 1,9 тыс. т при обводненности добываемой продукции 31,4%. При этом темп отбора от НИЗ составила 8,7%, темп отбора от ТИЗ – 100%. После выработки запасов нефти по скважине №11, в дальнейшем в проектной части данного отчета не предусматривается разработка нефтяных залежей, все извлекаемые запасы нефти объекта (месторождения) выработаны на 100%.

За текущий год (2025 г.) в целом по месторождению было отобрано 109,756 млн. м³ сухого газа 1,5 тыс. т конденсата и 4,9 тыс. т жидкости.

Таблица 3.2.9 - Выработка запасов сухого газа по эксплуатационным объектам

Объект	Геологические запасы сухого газа, млн. м ³	Извлекаемые запасы сухого газа, млн. м ³	КИГ, доли ед.	Накопленная добыча сухого газа, млн. м ³	Текущий КИГ, доли ед.	Отбор от НИЗ, %	Остаточные извлекаемые запасы сухого газа, млн. м ³
I	820,0	522,5	0,637	112,977	0,138	21,6	409,5
II	331,0	254,8	0,770	-	-	0,0	254,8
III	1549,0	1100,5	0,711	389,500	0,251	35,4	711,0
Всего	2700,0	1877,8	0,695	502,478	0,186	26,8	1375,3

Таблица 3.2.10 - Выработка запасов конденсата по эксплуатационным объектам

Объект	Геологические запасы конденсата, тыс.т	Извлекаемые запасы конденсата, тыс.т	КИК, доли ед.	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	Текущий КИК, доли ед.	Отбор от НИЗ, %	Остаточные извлекаемые запасы конденсата, тыс.т
I	41,8	14,8	0,354	3,4	0,081	22,8	11,4
II	19,2	6,7	0,355	-	-	0,0	6,7
III	89,3	34,5	0,387	15,8	0,177	45,8	18,7
Всего	150,3	56,0	0,373	19,2	0,128	34,3	36,8

Продуктивный горизонт М-I по соотношению запасов УВС, объемов нефтенасыщенных и газонасыщенных залежей к их общему объему, является газоконденсатной залежью с наличием нефтяной оторочки. Запасы УВС газоконденсатной залежи оценены по промышленной категории C1, запасы нефти горизонта оценены как по категории C1, так и по C2. Оценка продуктивности горизонта проведена по данным опробования 7 скважин (№№11, 12, 15, 16, 25, 33, 37), из них по нефтяной части опробована скважина №11 совместно с газовой шапкой, остальные скважины опробованы в продуктивной части газоконденсатных залежей, не считая скважины №15, попавшей в зону замещения. На текущую дату скважины №11 и №25 после отработки на нефть и газ соответственно находятся в ликвидации и консервации, скважины №№12, 15, 16 ликвидированы по геологическим и техническим причинам. Скважина №33 числится в наблюдательном фонде, а единственная скважина №37 в добывающем фонде.

Нефтяная оторочка продуктивного горизонта М-I. Запасы нефти, оцененные по промышленной категории C1 (94/21,9 тыс. т геологических и извлекаемых запасов соответственно) по результатам опробования единичной скважины №11, сосредоточены на III блоке горизонта. Остальные части запасов, сосредоточенные на всех выделенных

блоках, оценены по категории С2 согласно принятому радиусу от скважины №11 и составили в сумме 137,0/15,9 тыс. т геологических/извлекаемых запасов соответственно

Скважина №11 пребывала в разработке в период с августа 1999 г. по май 2018 г., в настоящее время после отработки на нефть скважина ликвидирована после выработки своих запасов. Всего по скважине отобрано 21,9 тыс. т нефти, 4,831 млн. м³ растворенного в нефти газа, 25,4 тыс. т жидкости.

Газоконденсатная залежь продуктивного горизонта М-I. Всего по горизонту М-I утвержденные геологические/извлекаемые запасы пластового газа составили 867/552,4 млн. м³, сухого газа – 820/522,5 млн. м³, утвержденный КИГ по горизонту принят 0,637 доли ед. Утвержденные геологические/извлекаемые запасы конденсата составили 41,8/14,8 тыс. т при значении КИК 0,354 доли ед.

С начала разработки на добычу пластового газа эксплуатировались скважины №№11, 25, 33, 37. Кроме того, были опробованы скважины №№12, 15, 16, которые на дату отчета ликвидированы по техническим и геологическим причинам.

Накопленная добыча сухого газа по скважинам, пребывавших в разработке, составили:

- По скважине №11 – 67,989 млн. м³;
- По скважине №25 – 7,579 млн. м³;
- По скважине №33 – 8,580 млн. м³;
- По скважине №37 – 28,828 млн. м³.

Всего по газодобывающим скважинам отобрано 112,977 млн. м³ сухого газа и 3,4 тыс. т конденсата. При соотношении накопленной добычи сухого газа к извлекаемым запасам, отбор от НИЗ по горизонту составил 21,6%, текущий КИГ – 0,138 доли ед. Отбор от НИЗ конденсата составил 22,8%, текущий КИК – 0,081 доли ед.

Горизонт М-II-5 является газоконденсатной залежью с запасами, оцененными по категории С1 и С2, с нефтяной оторочкой, запасы которой оценены как «забалансовые». Основная часть запасов газоконденсатных залежей горизонта оценены по промышленной категории С1, часть запасов по категории С2. Всего по горизонту утвержденные геологические/извлекаемые запасы пластового газа промышленной категории составили 350/269,3 млн. м³, сухого газа – 331/254,8 млн. м³ при утвержденном КИГ 0,770 доли ед. Геологические/извлекаемые запасы конденсата составили 19,2/6,7 тыс. т при утвержденном КИК 0,355 доли ед.

Геологические/извлекаемые запасы пластового газа по категории С2 составили 24/9 млн. м³, сухого газа – 23/9 млн. м³, конденсата – 1,3/0,3 тыс. т:

Горизонт М-II-4 характеризуется наличием газоконденсатной залежи без нефтяной оторочки. Основная часть запасов газоконденсатных залежей горизонта оценены по промышленной категории С1, меньшая часть запасов оценена по непромышленной категории С2. По горизонту М-II-4 в сравнении с вышележащими горизонтами отмечается значительное увеличение границ выхода фундамента. Также при бурении по скважинам №36 и №37 наблюдается невоскресие данного горизонта по причине попадания в фундамент.

Всего по горизонту утвержденные геологические/извлекаемые запасы пластового газа по категории С1 составили 1637/1163,2 млн. м3, сухого газа – 1549/1100,5 млн. м3 при утвержденном значении КИГ 0,711 доли ед. Геологические/извлекаемые запасы конденсата категории С1 составили 89,3/34,5 тыс. т при утвержденном значении КИК 0,387 доли ед. Утвержденные геологические/извлекаемые запасы пластового газа категории С2 составили 19/7 млн. м3, сухого газа – 18/6 млн. м3, конденсата – 1,0/0,2 тыс.т.

С начала разработки добыча газа велась по скважинам №№27, 28, 29, 32, 34, 35. Суммарная накопленная добыча по скважинам составила 389,500 млн. м3 сухого газа и 15,8 тыс. т конденсата.

Таблица 3.2.11 - Показатели фактической выработанности запасов газоконденсатных залежей в целом по горизонтам

Горизонты	Утвержденные запасы пластового газа, млн. м ³			Утвержденные запасы сухого газа, млн. м ³					Утвержденные запасы конденсата, тыс. т					Пробуренные скважины (ед. / № скважины)	Опробованные скважины (ед. / № скважины)
	НГЗ, млн. м ³	НИЗ, млн. м ³	КИГ, доли ед.	НГЗ, млн. м ³	НИЗ, млн. м ³	КИГ, доли ед.	Накопленная добыча сухого газа, млн. м ³	Отбор от НИЗ, %	НГЗ, тыс. т	НИЗ, тыс. т	КИГ, доли ед.	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	Отбор от НИЗ, %		
М-I	867	552,0	0,637	820,0	523,0	0,637	112,977	21,6	42,0	15,0	0,354	3,4	22,8	16 (11, 12, 15, 16, 19, 25, 27, 28, 29, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37)	7 (11, 12, 15, 16, 25, 33, 37)
М-II-5	350	269,0	0,770	331,0	255,0	0,770	0,0	0,0	19	7	0,355	0,0	0,0		5 (11, 12, 16, 19, 25)
М-II-4	1637	1163,0	0,711	1549,0	1100,0	0,711	389,500	35,4	89,0	35,0	0,387	15,8	45,8		5 (11, 12, 16, 19, 25)

3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

Для прогноза технологических показателей разработки газоконденсатных залежей использована динамическая модель расчетов материального баланса (далее матбаланс) по эксплуатационным объектам (горизонтам). Концепция уравнений матбаланса подчиняется закону сохранения масс, согласно которому извлеченный объем равен сумме изменения первоначального объема. Методика предусматривает следующие принципы:

Объемный баланс между накопленной добычей и расширением флюида в пласте, а так же сжатием породы коллектора в результате падения давления;

Уравнение, связывающее чистую добычу из залежи углеводородного сырья (далее УВС) со средним давлением в залежи.

Применение расчетной модели матбаланса по горизонтам проводился по следующей последовательности:

Расчет экспресс-оценки геологических запасов УВС по подсчетным объектам и в сумме по рассчитываемым горизонтам;

Использование и составление единой PVT модели по горизонтам по образцам лабораторных исследований проб газоконденсатной смеси (далее ГКС);

Расчет прогнозных технологических показателей пластового газа и давления с учетом адаптации истории добычи газа, конденсата, фонда скважин, а также замеров пластового давления с начала разработки.

Далее подробно описаны данные показатели, принятые в расчете.

PVT свойства флюидов

В расчетах матбаланса была построена динамическая PVT модель, единая для всех горизонтов, в дальнейшем использованная как подсчетный параметр для расчета технологических показателей УВС эксплуатационных объектов. Построенная модель аналогична уравнениям состояния, определяемых лабораторным путем по результатам PVT исследований скважин и привязана к изменению (падению) давления в залежи. Т.е. при расчетах приняты не начальные значения параметров, а их приведение к текущему пластовому давлению залежи. Для построения данной единой PVT модели были осреднены параметры ГКС – плотности пластового флюида, объема ретроградного конденсата, мольной доли сухого газа, потенциального содержания конденсата (далее ПСК), коэффициента сверхсжимаемости данных 2 проб газоконденсата из горизонтов М-I и М-II-4 для большей информативности, так как охват исследованиями небольшой и отмечается

небольшие различия в их физико-химических свойствах. К примеру, потенциальное содержание конденсата по горизонту М-I по данным пробы скважины №37 от 11.02.2026г составляет 42,0 г/м³, по горизонту М-II-4 составляет 58,3 г/м³ по данным проб из скважин №35. Другие параметры также схожи по свойствам. Более подробно отчеты всех отобранных PVT проб приведены в Том III – «Геолого-физические материалы».

Помимо подсчетных параметров при определении доли сухого газа и конденсата в рассчитанном матбалансом объеме пластового газа, PVT модель также была использована в прогнозных значениях конденсатно-газового фактора (далее КГФ). Это было обусловлено тем, что фактические КГФ крайне нестабильны, что вызывает сомнения. Так, как по скважинам не наблюдается резкое снижение пластового давления.

Расчет прогнозных технологических показателей уравнением матбаланса с адаптацией фактических данных

Применительно к газоконденсатным залежам характерны два природных режима – газонапорный и водонапорный. Так, как основными факторами, оказывающими влияние на режим, являются особенности геологического строения резервуара, а также учитывая, что на месторождении отсутствует система ППД, аквифер не активный (давление не восстанавливается), то для газоконденсатных залежей месторождения Аксай Южный режим принят как газонапорный.

Технологические показатели разработки газоконденсатной залежи для газонапорного режима определялись по следующей системе уравнений:

1. Определение пластового давления. Зависимость средневзвешенного по объему текущего пластового давления от накопленной добычи газа определялась по уравнению:

$$P_{пл.тек} = \left\{ \left[\frac{\alpha \cdot \Omega_n \cdot P_{пл.нач}}{T_{пл.нач} \cdot Z_{пл.нач}} + \rho_{гкс.ст.нач} \cdot \left(\frac{Z_{ст} \cdot T_{ст}}{P_{ст}} \right) \right] - M_{жид.вып} - M_{гкс.нак} \right\} \cdot \frac{T_{пл} \cdot Z_{пл.тек}}{\alpha \cdot \Omega_n - \Delta \Omega_k \cdot \rho_{гкс.ст.тек}} + \frac{P_{ст}}{T_{ст} \cdot Z_{ст}}$$

где $P_{пл.тек}$ – текущее пластовое давление к моменту t ;

$\alpha \Omega_n$ – начальный поровый объем, занятый газоконденсатной системой, млн. м³;

$P_{пл.нач}$ – начальное пластовое давление, МПа;

$T_{пл.нач}$ – начальная пластовая температура, К;

$Z_{пл.нач}$ – начальный коэффициент сжимаемости газа;

$\rho_{гкс.ст.нач}$ – плотность газоконденсатной смеси в стандартных условиях, кг/м³;

$T_{ст}$ – температура стандартная, К;

$Z_{ст}$ – коэффициент сверхсжимаемости газоконденсатной системы при $P_{ст}$ и $T_{ст}$, доли ед.;

$P_{ст}$ – давление стандартное, МПа;

$M_{жид.вып}$ – масса выпавшей в пласте жидкой фазы, тыс. т;

Мгкс.нак. – накопленная масса добытой газоконденсатной смеси, тыс. т;

Тпл – пластовая температура, К;

Зпл.тек – текущий коэффициент сжимаемости газа;

$\alpha \cdot \Omega_n - \Delta \Omega_k$ – текущий поровый объем, занятый газоконденсатной смеси, млн. м³.

При учете исторических данных пластового давления для адаптации прогнозного расчета пластового давления, по аналогии с PVT моделью также были приняты единые значения пластовых давлений по всем горизонтам по причине малого охвата исследованиями и близкими значениями пластового давления по горизонтам М-I и М-II-4 по результатам проведенных сложных ГДИС. Так, в результате последнего проведенного исследования ИК-КВД по скважине №37 по горизонту М-I от 28.05.2025г пластовое давление на середину интервала перфорации (1479м при действующем интервале перфорации 1477-1481м) составило 13,3 МПа. Замер забойного давления при этом составило 10,5 МПа. По горизонту М-II-4 по данным прямого замера скважины №28 от 23.05.2025г пластовое давление на уровне 13,2 МПа при действующем интервале перфорации скважины 1518-1528м, которое бьется с измерениями пластового давления по данным КВД скважины №34 от 24.08.2024г (13,4 МПа) и КВД скважины №35 от 17.04.2025г (12,8 МПа). Данные значения пластовых давлений были приняты как исторические значения за определенный период по всем рассматриваемым объектам.

При адаптации расчетов матбаланса начальное пластовое давление по I объекту принято 13,7 МПа по данным ГДИС скважины №33. При этом, с учетом этого расчетное пластовое давление не бьется с фактическими значениями скважин №33 и №37, введенные в эксплуатацию в декабре 2020г. Подобное допущение намеренно и принята как допустимая погрешность по причине имеющихся исследований. Забойные давления в исторических значениях взяты по тем же данным проведенных исследований ГДИС.

Проектные значения устьевых давлений не превышают фактические текущие значения, скачки обусловлены подбором оптимальной депрессии при технологическом ограничении 2 МПа с целью обеспечения фонтанирования газовых скважин.

2. Определение дебита скважин. Приток газа к вертикальным скважинам определялся по двучленному уравнению:

$$q(t) = -\frac{A * (\mu * Z)_{cp}}{2 * B * Z_{cp}} + \sqrt{\left(\frac{A * (\mu * Z)_{cp}}{(2 * B * Z_{cp})}\right)^2 + \frac{(P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}{(B * Z_{cp})}}$$

где $q(t)$ – текущий дебит проектных скважин к моменту времени t ;

A – коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа²/(тыс. м³/сут.);

μ – вязкость газоконденсатной смеси, мПа*с;

Z – текущий коэффициент сжимаемости газа;

$(\mu * Z)_{ср}$ – произведение среднее, $\{(\mu * z)_{пл} + (\mu * z)_{заб}\} / 2$

B – коэффициент фильтрационного сопротивления, $\text{МПа}^2 / (\text{тыс. м}^3 / \text{сут})^2$;

$Z_{ср}$ – средний текущий коэффициент сжимаемости газа, $(Z_{пл} - Z_{заб}) / 2$;

$P_{пл}$ – текущее пластовое давление, МПа;

$P_{заб}$ – текущее забойное давление, МПа.

3. Определение давления на устье скважины. Уравнение распределения давления по стволу работающей вертикальной газовой скважины:

$$P_y = \sqrt{\left(\frac{P_{заб}^2 - \Theta * q^2}{e^2 s} \right)}$$

$$S = \frac{0,034515 * \rho_{у.отн} * L}{(Z_{ср} * T_{ср})}$$

$$\Theta = \frac{1,377 * \lambda * Z_{ср}^2 * T_{ср}^2 * (e^2 s - 1)}{(d_{вн} * 100)^5 * 0,098066^2}$$

где P_y – текущее устьевое давление, МПа;

$P_{заб}$ – текущее забойное давление, МПа;

Θ – гидравлическое сопротивление движению газа в стволе скв.;

q – дебит газа, тыс. м³/сут;

s – величина, учитывающая вес столба газа в скважине;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений;

$Z_{ср}$ – средний текущий коэффициент сжимаемости газа, $(Z_{пл} - Z_{заб}) / 2$

$T_{ср}$ – пластовая температура средняя, К;

$d_{вн}$ – диаметр подъемника, м.

$\rho_{у.отн}$ – плотность газа относительная устьевая,

L – глубина скважины, м.

При этом в расчетах принято, что при достижении среднегодового значения устьевого давления 2 МПа, скважины останавливаются, согласно расчетам определения минимального значения для фонтанирования газодобывающих скважин, рассчитанных специалистами технологической службы в ПО «Pipesim».

4. Определение содержания C5+ выше. По результатам лабораторных экспериментов (проб) построены изотермы конденсации пластовой смеси, которые в дальнейшем были использованы в расчетах. Зависимость потенциального содержания конденсата от давления принята по результатам адаптации расчетного КГФ к фактическому КГФ.

5. Определение коэффициента сверхсжимаемости газа. В процессе разработки месторождения происходит снижение пластового давления и, связанное с этим, изменение

коэффициента сверхсжимаемости пластового газа. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости от давления принята по результатам осреднения полученных значений по лабораторным данным.

6. Зависимости плотности пластового флюида от давления, отношения объема выпавшей жидкости к общему объему от давления и мольной доли сухого газа от давления приняты по результатам проверки баланса.

3.4. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1. Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [2], определение «эксплуатационный объект» или «объект разработки» – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной УВ толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

В разрезе месторождения продуктивными являются меловые горизонты Южного поднятия:

Газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой горизонта М-I – по типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически, литологически и стратиграфически экранированной.

Газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой горизонта М-II-5 – по типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически и стратиграфически экранированной.

Газоконденсатная залежь горизонта М-II-4 – по типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически и стратиграфически экранированной.

Действующим проектом продуктивные горизонты Южного поднятия месторождения Аксай Южный с насыщающими их флюидами УВ были выделены в 3 эксплуатационных объекта следующим образом:

- **I объект** – газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой горизонта М-I;
- **II объект** – газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой горизонта М-II-5;
- **III объект** – газоконденсатная залежь горизонта М-II-4.

При проведении технологических расчетов с целью определения значений КИГ и КИК эксплуатационных объектов и месторождения в целом, изменение ранее выделенных основных эксплуатационных объектов не представляется целесообразным, существующее выделение и количество основных объектов (I, II, III объекты) осталось без изменений,

согласно предыдущему проектному документу. При этом учитывались такие критерии, как сложившаяся система разработки объектов, величина геологических запасов горизонтов, степень их выработанности запасов, физико-химические свойства флюидов, геолого-физические характеристики (начальное пластовое давление).

В таблице 3.4.1 приведены исходные геолого-физические характеристики выделенных объектов.

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Параметры	Значения		
	2	3	4
Объект	I	II	III
Горизонт	М-I	М-II-5	М-II-4
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	-1342,3	-1344,6	-1378,5
Абсолютная отметка ГНК, м	-1361,9	-1365	-
Абсолютная отметка ВНК, м	-1365	-1370,4	-
Абсолютная отметка ГВК, м	-	-	-1371,1/-1378,3
Тип залежи	пластовые сводовые, тектонически, литологически и стратиграфически экранированные		
Тип коллектора	Терригенно-поровые		
Тип залежи по содержанию УВ	ГК с нефтяной оторочкой	ГК с нефтяной оторочкой	ГК
Площадь газоносности (C_1+C_2), тыс. м ²	15121	12706	9879
Площадь нефтеносности (C_1+C_2), тыс. м ²	2173	2594 (з/б)	-
Средняя эффективная общая толщина коллектора, м	3,06	2,02	17,09
Средняя нефтенасыщенная толщ. кол., м	2,5	1,5	-
Средняя газонасыщенная толщ. коллектора, м	3	2,1	12,91
Пористость по ГИС (нефтенас/газонас), доли ед.	0,18 / 0,17	0,16/ 0,17	- / 0,15
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,57	0,5	-
Средняя насыщенность газом, доли ед.	0,63	0,61	0,64
Проницаемость, мкм ² ·10 ⁻³ по керну	0,853	0,104	0,409
Проницаемость, мкм ² по ГДИС	0,053	0,053	-
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,62	0,48	0,61
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,13	1,38	4,21
Начальная пластовая температура, °С	71,2	71,2	-
Начальное пластовое давление, МПа	15,1	15,1	15,1
Текущее пластовое давление, МПа	14,2	14,2	14,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	0,505	0,505	-
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	0,650	0,650	-
Газосодержание нефти, м ³ /т	220,2	220,2	-
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,6	1,6	-
Давление насыщения нефти газом, МПа	13,95	13,95	-
Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с	8,74	8,74	-
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,821	0,821	-
Содержание серы в нефти, %	0,17	0,17	-
Содержание парафина в нефти, %	11,2	11,2	-
Содержание стабильного конденсата, г/м ³	113,4	113,4	127,6
Плотность воды в поверхностных условиях, г/см ³	1,058	1,058	1,058
Средняя продуктивность, т/(сут·МПа)	0,824	0,824	-
Плотность сухого газа в пластовых условиях при пластовом давлении, г/см ³	0,183	0,183	0,195

Продолжение таблицы 3.4.1

1	2	3	4
Вязкость сухого газа в пластовых условиях при пластовом давлении, мПа*с	0,04	0,04	0,065
Давление начала конденсации, МПа	13,2	13,2	13,2
Начальные геологические запасы нефти категории С ₁ , тыс. т	94,0	-	-
Начальные извлекаемые запасы нефти категории С ₁ , тыс. т	21,9	-	-
КИН категории С ₁ , доли ед.	0,233	-	-
Начальные геологические запасы нефти категории С ₂ , тыс. т	137	-	-
Начальные извлекаемые запасы нефти категории С ₂ , тыс. т	15,9	-	-
КИН категории С ₂ , доли ед.	0,116	-	-
Начальные геологические запасы нефти забалансовой категории, тыс. т	-	153	-
Начальные геологические запасы растворенного газа категории С ₁ , млн. м ³	20,0	-	-
Начальные извлекаемые запасы растворенного газа категории С ₁ , млн. м ³	5,0	-	-
Начальные геологические запасы растворенного газа категории С ₂ , млн. м ³	31,0	-	-
Начальные извлекаемые запасы растворенного газа категории С ₂ , млн. м ³	3,4	-	-
Начальные геологические запасы растворенного газа забалансовой категории, млн. м ³	-	33	-
Начальные извлекаемые запасы растворенного газа забалансовой категории, млн. м ³	-	5	-
Начальные геологические запасы конденсата категории С ₁ , тыс. т	97,9	44,0	205,8
Начальные извлекаемые запасы конденсата категории С ₁ , тыс. т	42,5	24,7	101,4
КИК категории С ₁ , доли ед.	0,435	0,562	0,493
Начальные геологические запасы конденсата категории С ₂ , тыс. т	-	3,1	2,4
Начальные извлекаемые запасы конденсата категории С ₂ , тыс. т	-	0,9	0,6
КИК категории С ₂ , доли ед.	-	0,281	0,246
Начальные геологические запасы (сухого) свободного газа категории С ₁ , млн. м ³	-	-	1525,9
Начальные извлекаемые запасы (сухого) свободного газа категории С ₁ , млн. м ³	-	-	1084,4
КИГ свободного газа категории С ₁ , доли ед.	-	-	0,711
Начальные геологические запасы (сухого) свободного газа категории С ₂ , млн. м ³	-	-	18
Начальные извлекаемые запасы (сухого) свободного газа категории С ₂ , млн. м ³	-	-	6
КИГ свободного газа категории С ₂ , доли ед.	-	-	0,355
Начальные геологические запасы (сухого) газа газовых шапок категории С ₁ , млн. м ³	816,4	326,4	-
Начальные извлекаемые запасы (сухого) газа газовых шапок категории С ₁ , млн. м ³	520,1	251,1	-
КИГ газа газовых шапок категории С ₁ , доли ед.	0,637	0,770	-
Начальные геологические запасы (сухого) газа газовых шапок категории С ₂ , млн. м ³	-	22,7	-
Начальные извлекаемые запасы (сухого) газа газовых шапок категории С ₂ , млн. м ³	-	9	-
КИГ газа газовых шапок категории С ₂ , доли ед.	-	0,385	-

3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

С учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации системы разработки месторождения в настоящем проекте рассмотрены 2 варианта разработки.

1 вариант (базовый) предусматривает реализацию проектных решений по переводам скважин между объектами в количестве 2 ед. (скважина №29 на II объект и скважина №32 на I объект), расконсервацией скважины в количестве 1 ед. (скважина №31 на III объект), переводом скважины из наблюдательного в добывающий фонд в количестве 2 ед. (скважина №27 на I объект и скважина №28 на II объект). По результатам технико-экономического анализа месторождение рентабельно разрабатывать до конца 2040г. К концу рентабельного периода по месторождению достигается значения КИГ 0,614 доли ед., КИК – 0,335 доли ед.

2 вариант (рекомендуемый) на основе базового варианта предусматривает дополнительно ввод из бурения 2 новых добывающих вертикальных скважин (скважина №38 в 2029г на III объект и скважина №39 в 2030г на II объект). Удержание полки добычи газа на уровне 100 млн. м³ достигнуто до 2028г, после ввода из бурения новых скважин происходит увеличение добычи газа с последующим снижением в процессе выработки запасов. По результатам технико-экономического анализа месторождение рентабельно разрабатывать до конца 2041г. К концу рентабельного периода по месторождению достигается значения КИГ 0,713 доли ед., КИК – 0,383 доли ед.

Таблица 3.4.2 - Адресная программа рекомендуемых ГТМ по 1 варианту разработки

Годы	Мероприятие	Объект	Скважина
2028	Ввод из наблюдательного в добывающий фонд	I	27
2029	Ввод из наблюдательного в добывающий фонд	II	28
2029	Расконсервация	III	31
2030	Перевод скважины между объектами	II	29
2031	Перевод скважины между объектами	I	32

Таблица 3.4.3 - Адресная программа рекомендуемых ГТМ по 2 варианту разработки

Годы	Мероприятие	Объект	Скважина
2028	Ввод из наблюдательного в добывающий фонд	I	27
2029	Ввод из наблюдательного в добывающий фонд	II	28
2029	Расконсервация	III	31
2030	Перевод скважины между объектами	II	29
2031	Перевод скважины между объектами	I	32
2029	Бурение вертикальной скважины	III	38
2030	Бурение вертикальной скважины	II	39

3.4.3. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Обоснование охвата процессом вытеснения

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему поровому объему пласта. Для расчета составляющих коэффициента охвата процессом вытеснения использовались следующие формулы:

$$K_1 = k_1' \cdot k_1'',$$

где,

k_1' – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов водонефтяных зон. Часть геологических запасов нефти, расположенных в зонах залежи с малой эффективной толщиной, меньше некоторой минимальной $\left(\frac{h_{H \min}}{h_{\text{эф.внз}}} \right)$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

$$k_1^1 = 1 - \left(\frac{h_{H \min}}{h_{\text{эф.внз}}} \right)^2,$$

$$\frac{h_{H \min}}{h_{\text{эф.внз}}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{A_2}{1 - A_2} \cdot \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \frac{\gamma_H}{\gamma_B} \right)},$$

где,

A_2 – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины;

$\frac{\mu_B}{\mu_H}$

– соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

$\frac{\gamma_H}{\gamma_B}$

– соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях;

k_1'' – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость пластов:

$$k_1'' = \exp\left(-W^2 \cdot S \cdot \frac{m_p}{d^2}\right),$$

где,

m_p – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами. При площадной и избирательной системе заводнения, если соотношение добывающих и нагнетательных скважин $m \leq 3$, то $m_p = 1$;

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

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов, км;

S – нефтеносная площадь залежи, приходящаяся на одну скважину, км².

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта:

$$k_B = k_1' \cdot k_1'' \cdot k_2 = k_1 \cdot k_2,$$

k_2 – коэффициент вытеснения, определяемый в лабораторных условиях на образцах керна при достаточно большой прокачке вытесняющего агента. Его величина зависит от различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, проявляющегося в возникновении капиллярных сил на контакте нефти и агента, и от хаотической микронеоднородности пористой среды.

Коэффициент вытеснения нефти водой определяется по лабораторным исследованиям. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой предусматривает определение полноты извлечения нефти из модели пласта нефтесодержащей породы за счет фильтрации через нее воды до практически полного обводнения продукции. При этом условия вытеснения максимально приближаются к пластовым за счет использования модельных жидкостей с обязательным созданием и поддержанием пластовых давлений и температуры.

Обоснование количества резервных скважин

В рамках настоящего проекта по всем рассматриваемым вариантам предусматривается фонд резервных скважин с целью вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в пределах их размещения. Количество скважин резервного фонда рекомендуется принять в объеме 10% от общего пробуренного фонда пробуренных скважин. Таким образом, при общем фонде пробуренных скважин месторождения 16 ед., количество резервных скважин составит 2 ед. Ввиду небольших различий по глубине

объектов, конструкция скважин для каждого эксплуатационного объекта принята одинаковой на уровне 1700м. Номера для скважин резервного фонда следующие: №№40, 41.

Необходимость бурения и местоположение резервных скважин будет определяться по результатам бурения проектных скважин основного фонда по всем эксплуатационным объектам.

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

Общие положения

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

В экономическую оценку включены технологические показатели вариантов разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, динамикой ввода новых скважин, порядком и темпами разбуривания, 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 нефти при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды.

Все расчеты проводились на основе плановых данных, предоставленных недропользователем. 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.

Экономические и финансовые допущения

Для проведения экономической оценки разработки месторождения использован ряд экономических и финансовых допущений, таких как цены, налоги, инфляция, ставка дисконтирования и т.д. Ниже приведено подробное описание каждого из допущений.

Цены

В основу экономических показателей проекта заложены прогнозные цены на конденсат, согласно макропрогнозу НК КМГ (таблица 3.5.1). Цены с 2030 г. изменяются с учетом инфляции 5% Газ реализуются в 100% объеме на внутренний рынок.

Таблица 3.5.1 – Маркетинговые показатели

Наименование показателей	Ед.изм.	2026	2027	2028	2029	2030
Реализация по направлениям						

Наименование показателей	Ед.изм.	2026	2027	2028	2029	2030
ТОВАРНОГО ГАЗА						
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
Цена реализации товарного газа	тг./тыс.м.3	34014	34014	34014	37415	41157

Ставка дисконтирования

Введена ставка дисконтирования в размере 10,85% (WACC НК КМГ), для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС).

Капитальные вложения

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений:

- Бурение добывающих скважин;
- ГТМ;
- Наземное обустройство скважин;
- Обустройство месторождения.

Согласно требованиям, действующим в данное время в нефтегазовой отрасли Республики Казахстан, расходы на бурение скважин определялись с учетом затрат на бурение, оборудование при бурении, каротаж, перфорацию, цементирование, освоение оборудования для освоения скважины и прочие.

Обустройство устьев добывающих скважин включает расходы на обустройство устья скважины, строительство подъездов до скважины, монтаж выкидных линий, монтаж ВЛ-10кВ.

Эксплуатационные затраты

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;
- услуги производственного характера, предоставленные сторонними организациями;
- амортизационные отчисления.

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

Затраты на электроэнергию рассчитывались в зависимости от добычи УВ.

Весь персонал относится к основному Аксаю, в связи с этим затраты на оплату труда персонала отнесены на основной Аксай.

Услуги производственного характера рассчитывались как условно-постоянные расходы.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.5.2

Эксплуатационные и капитальные затраты изменяются с учетом инфляции 2026г - 5%.

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.

Амортизационные отчисления по другим группам определялись путем применения норм амортизации, приведенных в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.2 - Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных и капитальных затрат

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Эксплуатационные затраты		
Расход химреагентов для подготовки нефти		
Фреон на УПГ-2	кг/год	5440,00
Заменитель метанола на УПГ-1	кг/сутки	34,00
Этиленгликоль на УПГ-1/2	кг/сутки	101
Стоимость химреагентов:		
Фреон на УПГ-2	тг/кг	952,00
Заменитель метанола на УПГ-1	тг/кг	530,00
Этиленгликоль на УПГ-1/2	тг/кг	600,00
Услуги пожарной охраны	тыс. тг./скв	2059,1
Услуги почты, связи и ИТ	тыс. тг./скв	2067,0
Транспортные расходы	тыс. тг./скв	13492,8
Аренда транспорта	тыс. тг./скв	9704,3
Текущий ремонт оборудования	тыс. тг./скв	10444,8
Услуги охраны	тыс. тг./скв	12887,3
Гидродинамические исследования скважин	тыс. тг./скв	299,5
Проекты отвода земель	тыс. тг./скв	39,3
Промыслово-геофизические работы	тыс. тг./скв	531,9
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс. тг./скв	15666,4
Очистка и реставрация НКТ	тыс. тг./скв	371,7
Поверка и регулировка	тыс. тг./скв	471,7
Содержание автодорог	тыс. тг./скв	1941,1
Расходы по ТБ и ООС	тыс. тг./скв	823,2
Материалы	тыс.тг./т.нефти	131,2
Прочие расходы на персонал	тыс. тг./скв	578,5
Расходы по страхованию	тыс. тг./скв	1707,5
Расход э/энергии при ПГ	тг/тыс.м3	9499,42

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Социально-экономическое развитие региона	%	1
Обучение персонала	%	1
НИОКР	%	1
ФОТ ПП на 1 работника в месяц	тг	1 270 902
Капитальные вложения		
Средняя стоимость бурения эксплуатационной скважины с ГРП	тыс.тг	460 031
ПВР при бурении	тыс.тг	6 826,8
Средняя стоимость наземного оборудования	тыс.тг	113 542
Ввод из бездействия	тыс.тг	6695,87
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	17385,73
Вводи из консервации	тыс.тг	17610,44

Таблица 3.5.3– Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода

№п/п	№ группы	Наименование фиксированных активов	Предельная норма амортизации (%)
1.	I	Здания, сооружения, за исключением нефтяных, газовых скважин и передаточных устройств	10
2.	II	Машины и оборудование, за исключением машин и оборудования нефтегазодобычи, а также компьютеров и оборудования для обработки информации	25
3.	III	Компьютеры и оборудование для обработки информации	40
4.	IV	Фиксированные активы, не включенные в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи	15

Налоги и прочие платежи

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

- Налог на добычу полезных ископаемых, согласно шкале (таблица 3.5.4).
- 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%.

Таблица 3.5.4- Ставки налога на добычу газа

Природный Газ	Ставка	
	Экспорт	Внутренний рынок
≤ 1,00 млрд.м3 в год.	10%	0,5%
≤ 2,00 млрд.м3 в год.	10%	1,0%
> 2,00 млрд.м3 в год.	10%	1,5%

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1. Технологические показатели вариантов разработки

Согласно основным положениям вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей в 2 вариантах по выделенным объектам разработки.

В качестве рекомендуемого принят **2 вариант разработки**, в процессе реализации которого достигается максимально длительный период экономической рентабельности разработки и экономических показателей доходности относительно других вариантов, а также достижение утвержденных значений показателей КИГ и КИК.

При реализации рекомендуемого **2 варианта разработки** экономически рентабельный период приходится на 2041г. За период разработки проектный уровень добычи газа в целом по месторождению в объеме 140,4 млн. м³ приходится на 2031г. Накопленная добыча сухого газа по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода (2041г) разработки составит 1924,3 млн. м³, что соответствует значению КИГ 0,713 доли ед., накопленная добыча конденсата – 57,6 тыс. т, что соответствует значению КИК 0,383 доли ед. Прогнозные технологические показатели разработки месторождения в целом согласно рекомендуемому варианту представлены в таблицах 4.1.7-4.1.8, по объектам – в таблицах 4.1.1-4.1.6.

Прогнозные технологические показатели разработки месторождения по **1 варианту разработки** представлены в табличных приложениях в таблицах П. 4.1.7-4.1.8, по объектам – в таблицах П. 4.1.1-4.1.6.

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину		
									газа, тыс.м ³ /сут	конденсата, т/сут	жидкости, т/сут
2026	0	4	0	0	0	6,6	0	1	94,2	2,5	9,3
2027	0	4	0	0	0	6,6	0	1	90,9	2,5	10,1
2028	0	4	0	0	1	6,6	0	2	59,6	1,6	7,0
2029	0	4	0	0	0	6,6	0	2	49,3	1,3	6,2
2030	0	4	0	0	0	6,6	0	2	47,6	1,3	6,5
2031	0	4	1	0	0	6,6	0	3	44,9	1,2	5,9
2032	0	4	0	0	0	6,6	0	3	40,9	1,1	5,6
2033	0	4	0	0	0	6,6	0	3	37,1	1,0	5,2
2034	0	4	0	0	0	6,6	0	3	33,7	0,9	4,8
2035	0	4	0	0	0	6,6	0	3	30,3	0,8	4,5
2036	0	4	0	0	0	6,6	0	3	26,1	0,7	4,0
2037	0	4	0	0	0	6,6	0	3	22,2	0,6	3,5
2038	0	4	0	0	0	6,6	0	3	18,5	0,5	3,0
2039	0	4	0	0	0	6,6	0	3	15,1	0,4	2,6
2040	0	4	0	0	0	6,6	0	3	12,2	0,3	2,1
2041	0	4	0	0	0	6,6	0	3	9,6	0,3	1,7

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных технологических показателей I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча газа, млн.м3	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м3	Отбор от НИЗ газа, %	КИГ, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Добыча конденсата, тыс.т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная		
2026	30,055	5,8	7,3	143,032	27,4	0,174	3,0	37,6	72,5	0,8	4,2	28,3	0,100
2027	30,122	5,8	7,9	173,155	33,1	0,211	3,4	40,9	75,8	0,8	5,0	33,8	0,120
2028	31,801	6,1	9,1	204,955	39,2	0,250	3,8	44,7	77,1	0,9	5,9	39,6	0,140
2029	32,401	6,2	10,2	237,356	45,4	0,289	4,1	48,8	78,6	0,9	6,7	45,5	0,161
2030	31,264	6,0	11,0	268,620	51,4	0,328	4,3	53,1	80,2	0,8	7,6	51,2	0,181
2031	36,908	7,1	14,5	305,528	58,5	0,373	4,9	57,9	79,5	1,0	8,6	58,0	0,205
2032	36,296	6,9	16,7	341,825	65,4	0,417	4,9	62,9	80,1	1,0	9,6	64,6	0,229
2033	34,432	6,6	19,1	376,257	72,0	0,459	4,8	67,7	80,8	0,9	10,5	70,9	0,251
2034	33,182	6,4	22,7	409,439	78,4	0,499	4,8	72,5	81,1	0,9	11,4	76,9	0,272
2035	29,838	5,7	26,4	439,277	84,1	0,536	4,4	76,9	81,8	0,8	12,2	82,4	0,292
2036	25,764	4,9	31,0	465,040	89,0	0,567	4,0	80,8	82,4	0,7	12,9	87,1	0,308
2037	21,854	4,2	38,0	486,894	93,2	0,594	3,5	84,3	83,0	0,6	13,5	91,0	0,322
2038	18,210	3,5	51,1	505,104	96,7	0,616	3,0	87,3	83,5	0,5	14,0	94,4	0,334
2039	14,907	2,9	85,7	520,011	99,5	0,634	2,5	89,8	84,0	0,4	14,4	97,1	0,344
2040	11,987	2,3	100,0	531,998	101,8	0,649	2,1	91,9	84,4	0,3	14,7	99,3	0,351
2041	9,468	1,8	100,0	541,466	103,6	0,660	1,7	93,6	84,8	0,3	14,948	101,0	0,358

Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину		
									газа, тыс.м ³ /сут	конденсата, т/сут	жидкости, т/сут
2026	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	0	1	0,0	0	1	34,3	0,9	1,3
2030	1	1	1	0	0	1,7	0	3	37,0	1,0	1,6
2031	0	1	0	0	0	1,7	0	3	38,7	1,0	1,8
2032	0	1	0	0	0	1,7	0	3	35,5	1,0	1,8
2033	0	1	0	0	0	1,7	0	3	32,2	0,9	1,8
2034	0	1	0	0	0	1,7	0	3	28,9	0,8	1,7
2035	0	1	0	0	0	1,7	0	3	25,7	0,7	1,6
2036	0	1	0	0	0	1,7	0	3	22,5	0,6	1,5
2037	0	1	0	0	0	1,7	0	3	19,6	0,5	1,4
2038	0	1	0	0	0	1,7	0	3	16,9	0,5	1,2
2039	0	1	0	0	0	1,7	0	3	14,5	0,4	1,1
2040	0	1	0	0	0	1,7	0	3	12,4	0,3	1,0
2041	0	1	0	0	0	1,7	0	3	10,5	0,3	0,9

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных технологических показателей II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча газа, млн.м3	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м3	Отбор от НИЗ газа, %	КИГ, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Добыча конденсата, тыс.т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная		
2026	0,000	-	-	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000
2027	0,000	-	-	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000
2028	0,000	-	-	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000
2029	4,131	1,6	1,6	4,131	1,6	0,012	0,2	0,2	30,0	0,1	0,1	1,7	0,006
2030	16,223	6,4	6,5	20,355	8,0	0,061	0,7	0,9	37,3	0,4	0,5	8,2	0,029
2031	35,983	14,1	15,3	56,338	22,1	0,170	1,7	2,5	42,3	1,0	1,5	22,7	0,080
2032	33,028	13,0	16,6	89,366	35,1	0,270	1,7	4,3	47,8	0,9	2,4	36,0	0,126
2033	29,980	11,8	18,1	119,346	46,8	0,361	1,7	5,9	51,8	0,8	3,2	48,1	0,169
2034	26,909	10,6	19,9	146,255	57,4	0,442	1,6	7,5	55,0	0,7	3,9	58,9	0,207
2035	23,889	9,4	22,0	170,144	66,8	0,514	1,5	9,1	57,6	0,6	4,6	68,6	0,241
2036	20,988	8,2	24,8	191,132	75,0	0,577	1,4	10,5	59,8	0,6	5,2	77,0	0,270
2037	18,263	7,2	28,7	209,395	82,2	0,633	1,3	11,8	61,7	0,5	5,7	84,4	0,296
2038	15,758	6,2	34,7	225,153	88,4	0,680	1,2	12,9	63,4	0,4	6,1	90,7	0,318
2039	13,501	5,3	45,5	238,653	93,7	0,721	1,0	14,0	64,9	0,4	6,4	96,2	0,337
2040	11,506	4,5	71,3	250,159	98,2	0,756	0,9	14,9	66,3	0,3	6,8	100,8	0,354
2041	9,773	3,8	100,0	259,932	102,0	0,785	0,8	15,7	67,5	0,3	7,02	104,7	0,367

Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину		
									газа, тыс.м ³ /сут	конденсата, т/сут	жидкости, т/сут
2026	0	6	0	0	0	9,7	0	4	68,4	1,8	6,7
2027	0	6	0	0	0	9,7	0	4	64,0	1,7	6,9
2028	0	6	0	0	0	9,7	0	4	60,2	1,6	7,2
2029	1	7	0	0	1	11,4	0	6	55,8	1,5	6,6
2030	0	7	0	0	0	11,4	1	5	53,4	1,4	6,0
2031	0	7	0	0	0	11,4	1	4	50,4	1,4	5,6
2032	0	7	0	0	0	11,4	0	4	46,1	1,2	5,2
2033	0	7	0	0	0	11,4	0	4	40,4	1,1	4,7
2034	0	7	0	0	0	11,4	0	4	35,0	0,9	4,2
2035	0	7	0	0	0	11,4	0	4	29,9	0,8	3,7
2036	0	7	0	0	0	11,4	0	4	25,2	0,7	3,2
2037	0	7	0	0	0	11,4	0	4	21,0	0,6	2,7
2038	0	7	0	0	0	11,4	0	4	17,3	0,5	2,3
2039	0	7	0	0	0	11,4	0	4	14,1	0,4	1,9
2040	0	7	0	0	0	11,4	0	4	11,5	0,3	1,5
2041	0	7	0	0	0	11,4	0	4	9,8	0,3	1,3

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных технологических показателей III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча газа, млн.м3	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м3	Отбор от НИЗ газа, %	КИГ, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Добыча конденсата, тыс.т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная		
2026	79,947	7,3	11,2	469,447	42,7	0,303	7,8	50,4	72,4	2,2	18,0	52,1	0,201
2027	70,692	6,4	11,2	540,139	49,1	0,349	7,7	58,0	75,1	1,9	19,9	57,6	0,222
2028	68,306	6,2	12,2	608,445	55,3	0,393	8,1	66,2	77,3	1,8	21,7	63,0	0,243
2029	75,360	6,8	15,3	683,805	62,1	0,441	9,0	75,2	77,3	2,0	23,8	68,9	0,266
2030	77,147	7,0	18,5	760,952	69,1	0,491	8,6	83,8	75,8	2,1	25,8	74,9	0,289
2031	67,565	6,1	19,9	828,517	75,3	0,535	7,5	91,2	75,6	1,8	27,7	80,2	0,309
2032	54,190	4,9	19,9	882,708	80,2	0,570	6,1	97,3	75,9	1,5	29,1	84,4	0,326
2033	47,576	4,3	21,8	930,284	84,5	0,601	5,6	102,9	76,9	1,3	30,4	88,1	0,340
2034	41,173	3,7	24,2	971,458	88,3	0,627	5,0	107,9	77,8	1,1	31,5	91,4	0,353
2035	35,140	3,2	27,2	1006,598	91,5	0,650	4,4	112,3	78,4	0,9	32,5	94,1	0,363
2036	29,605	2,7	31,5	1036,203	94,2	0,669	3,8	116,0	78,9	0,8	33,3	96,4	0,372
2037	24,653	2,2	38,3	1060,856	96,4	0,685	3,2	119,3	79,3	0,7	33,9	98,4	0,380
2038	20,330	1,8	51,3	1081,186	98,2	0,698	2,7	121,9	79,4	0,5	34,5	100,0	0,386
2039	16,640	1,5	86,2	1097,826	99,8	0,709	2,2	124,1	79,4	0,4	34,9	101,3	0,391
2040	13,554	1,2	100,0	1111,380	101,0	0,717	1,8	125,9	79,3	0,4	35,3	102,3	0,395
2041	11,471	1,0	100,0	1122,852	102,0	0,725	1,5	127,4	79,5	0,3	35,61	103,2	0,398

Таблица 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин месторождения. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину		
									газа, тыс.м ³ /сут	конденсата, т/сут	жидкости, т/сут
2026	0	10	0	0	0	16,3	0	5	74,0	2,0	7,2
2027	0	10	0	0	0	16,3	0	5	70,2	1,9	7,7
2028	0	10	0	0	1	16,3	0	6	60,0	1,6	7,1
2029	1	11	0	0	2	18,0	0	9	52,6	1,4	6,2
2030	1	12	1	0	0	19,7	0	10	49,0	1,3	5,3
2031	0	12	1	0	0	19,7	0	10	45,4	1,2	4,5
2032	0	12	0	0	0	19,7	0	10	41,3	1,1	4,2
2033	0	12	0	0	0	19,7	0	10	36,9	1,0	4,0
2034	0	12	0	0	0	19,7	0	10	32,7	0,9	3,7
2035	0	12	0	0	0	19,7	0	10	28,7	0,8	3,3
2036	0	12	0	0	0	19,7	0	10	24,7	0,7	3,0
2037	0	12	0	0	0	19,7	0	10	20,9	0,6	2,6
2038	0	12	0	0	0	19,7	0	10	17,6	0,5	2,2
2039	0	12	0	0	0	19,7	0	10	14,6	0,4	1,9
2040	0	12	0	0	0	19,7	0	10	12,0	0,3	1,5
2041	0	12	0	0	0	19,7	0	10	9,9	0,3	1,3

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных технологических показателей месторождения. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча газа, млн.м3	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м3	Отбор от НИЗ газа, %	КИГ, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Добыча конденсата, тыс.т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная		
2026	110,001	5,9	8,0	612,479	32,6	0,227	10,8	88,0	72,4	3,0	22,2	39,6	0,147
2027	100,814	5,4	8,0	713,293	38,0	0,264	11,0	99,0	75,3	2,7	24,9	44,4	0,166
2028	100,107	5,3	8,6	813,400	43,3	0,301	11,9	110,9	77,3	2,7	27,6	49,3	0,184
2029	111,892	6,0	10,5	925,292	49,3	0,343	13,2	124,1	77,2	3,0	30,6	54,6	0,204
2030	124,635	6,6	13,1	1049,927	55,9	0,389	13,6	137,7	75,2	3,4	34,0	60,7	0,226
2031	140,456	7,5	17,0	1190,383	63,4	0,441	14,0	151,7	73,0	3,8	37,8	67,4	0,251
2032	123,515	6,6	18,0	1313,898	70,0	0,487	12,7	164,4	73,8	3,3	41,1	73,4	0,273
2033	111,988	6,0	19,9	1425,886	75,9	0,528	12,1	176,5	75,0	3,0	44,1	78,8	0,294
2034	101,265	5,4	22,4	1527,151	81,3	0,566	11,4	187,9	75,9	2,7	46,9	83,7	0,312
2035	88,868	4,7	25,3	1616,019	86,1	0,599	10,3	198,2	76,8	2,4	49,3	88,0	0,328
2036	76,356	4,1	29,2	1692,375	90,1	0,627	9,2	207,4	77,5	2,1	51,3	91,6	0,341
2037	64,770	3,4	34,9	1757,145	93,6	0,651	8,0	215,3	78,1	1,7	53,1	94,8	0,353
2038	54,298	2,9	45,0	1811,443	96,5	0,671	6,8	222,1	78,5	1,5	54,5	97,4	0,363
2039	45,048	2,4	67,9	1856,491	98,9	0,688	5,7	227,9	78,8	1,2	55,7	99,5	0,371
2040	37,047	2,0	100,0	1893,538	100,8	0,701	4,8	232,7	79,0	1,0	56,7	101,3	0,378
2041	30,712	1,6	100,0	1924,250	102,5	0,713	4,0	236,7	79,3	0,8	57,6	102,8	0,383

Таблица 4.1.9 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей

№ п/п	Параметры	Объекты		
		I	II	III
1	Плотность сетки скважин на начало, га/скв	397,9		155,2
	Плотность сетки скважин на конец проектирования, га/скв	397,9	1151	133
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	-	-	-
3	Коэффициент компенсации отборов, %	-	-	-
4	Отношение пластового и забойного давления к давлению начала конденсации.	$P_{пл} > 0,8 * P_{кон}$		
		$P_{заб} \geq 0,5 * P_{кон}$		
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$		
		$P_{заб} \geq 0,5 * P_{кон}$		
6	Максимально допустимая величина конденсатно-газового фактора, г/м ³	76	13,1	45
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т	+/-10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1		
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м ³	-	-	-
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1		

4.2. Техничко-экономическис показателс вариантов разработки

Экономический анализ проведен по двум вариантам, для оценки возможных финансовых и экономических последствий реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов.

Анализировались: проектный уровень добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели. 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.

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5, по альтернативному варианту экономические показатели приведены в табличных приложениях 4.2.1-4.2.5.

Таблица 4.2.1- Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 2)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)									
Ввод из бурения добывающих газовых	тыс.тг	920 062	-	-	-	460 031	460 031	-	-
Перевод на другой горизонт	тыс.тг	33 778	-	-	-	-	16 889	16 889	-
Вывод из бездействия добывающих скважин	тыс.тг	13 392	-	-	6 696	6 696	-	-	-
Вывод из консервации добывающих	тыс.тг	17 610	-	-	-	17 610	-	-	
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	984 842	-	-	6 696	484 338	476 920	16 889	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	1 169 318	-	-	7 382	560 681	579 699	21 555	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО									
Обустройство промысла									
Обустройство добывающей скважины	тыс.тг	227 085	-	-	-	113 542	113 542	-	-
Пир на бурение	тыс.тг	13 654	-	-	-	6 827	6 827	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	240 739	-	-	-	120 369	120 369	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	285 652	-	-	-	139 342	146 310	-	-
ВСЕГО	тыс.тг	1 225 581	-	-	6 696	604 707	597 289	16 889	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	1 454 970	-	-	7 382	700 024	726 009	21 555	-

Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность в целом по месторождению (вариант 2)

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НДС (с выручки)	тыс.тг	7 246 446,74	418 908,25	383 922,28	381 226,96	466 925,33	560 351,97	645 295,55	606 708,61
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	209 248,81	4 307,09	4 519,85	6 004,93	9 741,68	11 431,54	12 003,12	12 603,27
Налог на имущество	тыс.тг	320 378,76	39 140,94	31 243,48	25 420,78	25 436,72	30 330,14	30 340,85	25 825,20
Прочие налоги	тыс.тг	24,10	1,02	1,07	1,12	1,18	1,24	1,30	1,37
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	301 935,28	17 454,51	15 996,76	15 884,46	19 455,22	23 348,00	26 887,31	25 279,53
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	8 475 533,52	504 824,78	465 203,36	464 135,93	585 550,43	721 561,49	850 947,16	789 565,90
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	10 610 684,52	542 138,65	523 631,67	559 381,64	727 276,55	934 962,28	1 238 579,97	1 151 584,30
Общие поступления Государству	тыс.тг	12 693 534,42	689 447,34	657 160,20	690 253,99	901 614,71	1 162 552,64	1 514 797,58	1 399 551,03
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	1 869 941,99	63 769,87	67 043,07	73 641,54	169 887,26	183 423,29	106 176,89	104 725,23
Возврат НДС Государством	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	14 563 476,41	753 217,20	724 203,27	763 895,53	1 071 501,98	1 345 975,94	1 620 974,47	1 504 276,26

Продолжение таблицы 4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	11	12	13	14	15	16	17	18	19
НДС (с выручки)	тыс.тг	590 037,66	567 180,89	522 632,81	471 505,62	419 954,56	369 661,63	322 018,92	278 069,31	242 046,38
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	13 233,44	13 895,11	14 589,86	14 999,77	16 604,65	17 450,86	18 339,38	19 272,33	20 251,93
Налог на имущество	тыс.тг	21 909,47	18 615,18	15 833,74	13 479,20	11 482,24	9 786,20	8 344,26	7 117,41	6 072,95
Прочие налоги	тыс.тг	1,43	1,51	1,58	1,66	1,74	1,83	1,92	2,02	2,12
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	24 584,90	23 632,54	21 776,37	19 646,07	17 498,11	15 402,57	13 417,46	11 586,22	10 085,27
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	758 490,60	715 927,21	637 469,46	547 848,37	456 580,10	366 824,64	280 581,34	199 547,10	130 475,64
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	1 114 712,10	1 046 693,71	898 253,25	722 078,01	537 996,79	353 703,44	184 193,72	67 997,03	7 501,43
Общие поступления Государству	тыс.тг	1 344 364,37	1 253 127,94	1 066 912,24	848 191,61	621 995,96	395 225,25	184 662,37	29 346,17	-65 669,00
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	107 936,60	111 422,63	114 683,36	117 963,45	121 471,31	125 275,48	129 433,27	133 991,56	139 097,19
Возврат НДС Государством	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	1 452 300,97	1 364 550,57	1 181 595,60	966 155,06	743 467,27	520 500,73	314 095,64	163 337,74	73 428,19

Таблица 4.2.3 - Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 2)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Продажа продукции по направлениям									
Товарного газа									
на внутренний рынок	млн.м3	1 326,514	102,631	94,060	93,400	104,395	116,285	131,046	115,239
Товарного газа									
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	49 659,851	34 014,000	34 014,000	34 014,000	37 415,400	41 156,940	43 214,787	45 375,526
Производственная прибыль от реализации									
Товарного газа									
на внутренний рынок	тг тыс	60 387 056,184	3 490 902,083	3 199 352,359	3 176 891,342	3 891 044,421	4 669 599,727	5 377 462,889	5 055 905,086
Итоговый производственный доход	тг тыс	60 387 056,184	3 490 902,083	3 199 352,359	3 176 891,342	3 891 044,421	4 669 599,727	5 377 462,889	5 055 905,086

Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Продажа продукции по направлениям										
Товарного газа										
на внутренний рынок	млн.м3	104,485	94,480	82,914	71,240	60,430	50,660	42,029	34,565	28,654
Товарного газа										
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	47 644,303	50 026,518	52 527,844	55 154,236	57 911,948	60 807,545	63 847,922	67 040,318	70 392,334
Производственная прибыль от реализации										
Товарного газа										
на внутренний рынок	тг тыс	4 916 980,534	4 726 507,432	4 355 273,396	3 929 213,518	3 499 621,358	3 080 513,623	2 683 491,026	2 317 244,260	2 017 053,131
Итоговый производственный доход	тг тыс	4 916 980,534	4 726 507,432	4 355 273,396	3 929 213,518	3 499 621,358	3 080 513,623	2 683 491,026	2 317 244,260	2 017 053,131

Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению (вариант 2)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)									
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	1 666 308	93 907	90 367	94 219	110 577	129 329	153 033	141 304
Затраты на химреагенты	тыс.тг	645 799	27 298	28 663	30 096	31 601	33 181	34 840	36 582
Услуги пожарной охраны	тыс.тг	243 562	10 295	10 810	11 351	11 918	12 514	13 140	13 797
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	456 305	10 335	10 852	13 673	21 535	25 125	26 381	27 700
Транспортные расходы	тыс.тг	1 596 024	67 464	70 837	74 379	78 098	82 003	86 103	90 408
Аренда транспорта	тыс.тг	1 147 896	48 521	50 948	53 495	56 170	58 978	61 927	65 023
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	1 235 486	52 224	54 835	57 577	60 456	63 478	66 652	69 985
Услуги охраны	тыс.тг	2 844 964	64 436	67 658	85 249	134 268	156 646	164 478	172 702
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	66 117	1 498	1 572	1 981	3 120	3 640	3 822	4 014
Проекты отвода земель	тыс.тг	8 668	196	206	260	409	477	501	526
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	62 914	2 659	2 792	2 932	3 079	3 232	3 394	3 564
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	1 853 133	78 332	82 248	86 361	90 679	95 213	99 973	104 972
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг	82 066	1 859	1 952	2 459	3 873	4 519	4 745	4 982
Поверка и регулировка	тыс.тг	55 795	2 358	2 476	2 600	2 730	2 867	3 010	3 161
Содержание автодорог	тыс.тг	428 507	9 705	10 191	12 840	20 223	23 594	24 774	26 012
Расходы по ТБ и ООС	тыс.тг	181 729	4 116	4 322	5 446	8 577	10 006	10 506	11 032
Материалы	тыс.тг	256 094	14 433	13 888	14 481	16 995	19 877	23 520	21 717
Прочие расходы на персонал	тыс.тг	68 433	2 893	3 037	3 189	3 349	3 516	3 692	3 876
Расходы по страхованию	тыс.тг	201 970	8 537	8 964	9 412	9 883	10 377	10 896	11 441
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	514 742	21 758	22 846	23 988	25 188	26 447	27 769	29 158
Подземный ремонт скважин	тыс.тг	152 647	6 452	6 775	7 114	7 469	7 843	8 235	8 647
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	1 346 692	30 502	32 027	40 354	63 557	74 150	77 857	81 750
Затраты на обучение	тыс.тг	148 417	546	5 486	5 665	6 285	13 115	14 131	9 165
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	15 264 268,64	560 324,19	583 752,80	639 120,60	770 037,83	860 126,13	923 379,85	941 516,57

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	209 248,81	4 307,09	4 519,85	6 004,93	9 741,68	11 431,54	12 003,12	12 603,27
Налог на имущество	тыс.тг	320 378,76	39 140,94	31 243,48	25 420,78	25 436,72	30 330,14	30 340,85	25 825,20
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	24,10	1,02	1,07	1,12	1,18	1,24	1,30	1,37
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	301 935,28	17 454,51	15 996,76	15 884,46	19 455,22	23 348,00	26 887,31	25 279,53
Расходы на НИОКР	тыс.тг	148 055,06	183,13	5 485,82	5 665,11	6 284,93	13 114,73	14 131,01	9 165,14
Итого производственных затрат	тыс.тг	16 243 910,65	621 410,87	640 999,79	692 097,00	830 957,57	938 351,78	1 006 743,44	1 014 391,07
Административные расходы	тыс.тг	216 931,30	4 899,66	5 117,92	6 487,94	10 269,71	11 993,28	12 592,95	13 222,59
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	132 506,61	3 001,18	3 151,24	3 970,57	6 253,64	7 295,91	7 660,71	8 043,74
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	22 176,17	488,59	486,29	652,09	1 078,26	1 269,92	1 333,42	1 400,09
Другие административные расходы	тыс.тг	62 248,52	1 409,89	1 480,38	1 865,28	2 937,81	3 427,45	3 598,82	3 778,76
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	618 178,02	35 800,01	38 329,80	38 437,70	42 901,48	55 292,07	61 747,53	49 840,03
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	462 716,39	35 800,01	32 810,10	32 579,75	36 415,35	40 562,57	45 711,50	40 197,97
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	155 461,63	0,00	5 519,70	5 857,94	6 486,14	14 729,50	16 036,02	9 642,06
Итого не производственные затраты	тыс.тг	835 109,32	40 699,67	43 447,71	44 925,63	53 171,19	67 285,35	74 340,47	63 062,62
Итого затраты	тыс.тг	17 079 019,97	662 110,54	684 447,50	737 022,64	884 128,76	1 005 637,13	1 081 083,92	1 077 453,69
Доходы (убытки)									
Производственный доход	тыс.тг	60 387 056,18	3 490 902,08	3 199 352,36	3 176 891,34	3 891 044,42	4 669 599,73	5 377 462,89	5 055 905,09
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	17 079 019,97	662 110,54	684 447,50	737 022,64	884 128,76	1 005 637,13	1 081 083,92	1 077 453,69
Операционный доход	тыс.тг	43 308 036,22	2 828 791,54	2 514 904,86	2 439 868,71	3 006 915,66	3 663 962,60	4 296 378,97	3 978 451,40
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	930 368,62	304 667,62	188 888,05	119 189,05	79 163,49	56 155,16	41 643,15	30 621,91
Балансовая прибыль	тыс.тг	42 377 667,60	2 524 123,92	2 326 016,81	2 320 679,66	2 927 752,17	3 607 807,44	4 254 735,81	3 947 829,49
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	3 995 146,81	607 239,08	445 754,56	337 987,91	367 292,35	406 284,30	339 852,08	283 790,42
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	39 312 889,40	2 221 552,47	2 069 150,29	2 101 880,79	2 639 623,30	3 257 678,30	3 956 526,89	3 694 660,98
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	39 312 889,40	2 221 552,47	2 069 150,29	2 101 880,79	2 639 623,30	3 257 678,30	3 956 526,89	3 694 660,98
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	8 475 533,52	504 824,78	465 203,36	464 135,93	585 550,43	721 561,49	850 947,16	789 565,90
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	33 902 134,08	2 019 299,14	1 860 813,45	1 856 543,73	2 342 201,73	2 886 245,95	3 403 788,65	3 158 263,59
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	10 610 684,52	542 138,65	523 631,67	559 381,64	727 276,55	934 962,28	1 238 579,97	1 151 584,30
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	23 291 449,56	1 477 160,49	1 337 181,78	1 297 162,09	1 614 925,19	1 951 283,67	2 165 208,69	2 006 679,29

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	134 523	127 724	117 692	106 179	94 570	83 244	72 516	62 619	54 507
Затраты на химреагенты	тыс.тг	38 411	40 331	42 348	44 465	46 689	49 023	51 474	54 048	56 750
Услуги пожарной охраны	тыс.тг	14 487	15 211	15 971	16 770	17 609	18 489	19 413	20 384	21 403
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	29 085	30 539	32 066	33 669	35 353	37 120	38 976	40 925	42 971
Транспортные расходы	тыс.тг	94 928	99 675	104 658	109 891	115 386	121 155	127 213	133 574	140 252
Аренда транспорта	тыс.тг	68 275	71 688	75 273	79 036	82 988	87 138	91 494	96 069	100 873
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	73 484	77 158	81 016	85 067	89 321	93 787	98 476	103 400	108 570
Услуги охраны	тыс.тг	181 337	190 404	199 924	209 920	220 416	231 437	243 009	255 160	267 918
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	4 214	4 425	4 646	4 879	5 122	5 379	5 648	5 930	6 226
Проекты отвода земель	тыс.тг	553	580	609	640	672	705	740	777	816
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	3 742	3 929	4 126	4 332	4 548	4 776	5 015	5 265	5 529
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	110 221	115 732	121 518	127 594	133 974	140 673	147 706	155 092	162 846
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг	5 231	5 492	5 767	6 055	6 358	6 676	7 010	7 360	7 728
Поверка и регулировка	тыс.тг	3 319	3 485	3 659	3 842	4 034	4 235	4 447	4 670	4 903
Содержание автодорог	тыс.тг	27 313	28 679	30 112	31 618	33 199	34 859	36 602	38 432	40 354
Расходы по ТБ и ООС	тыс.тг	11 583	12 162	12 771	13 409	14 080	14 784	15 523	16 299	17 114
Материалы	тыс.тг	20 675	19 630	18 088	16 319	14 534	12 794	11 145	9 624	8 377
Прочие расходы на персонал	тыс.тг	4 070	4 274	4 487	4 712	4 947	5 195	5 454	5 727	6 014
Расходы по страхованию	тыс.тг	12 013	12 613	13 244	13 906	14 602	15 332	16 098	16 903	17 748
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	30 616	32 147	33 754	35 442	37 214	39 074	41 028	43 080	45 234
Подземный ремонт скважин	тыс.тг	9 079	9 533	10 010	10 510	11 036	11 588	12 167	12 775	13 414
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	85 838	90 130	94 636	99 368	104 336	109 553	115 031	120 782	126 821

Составляющие	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Затраты на обучение	тыс.тг	9 173	9 472	9 790	10 090	10 394	10 718	11 069	11 451	11 867
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	972 168,25	1 005 013,05	1 036 166,41	1 067 713,49	1 101 380,64	1 137 733,20	1 177 255,18	1 220 345,03	1 268 235,40
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	13 233,44	13 895,11	14 589,86	14 999,77	16 604,65	17 450,86	18 339,38	19 272,33	20 251,93
Налог на имущество	тыс.тг	21 909,47	18 615,18	15 833,74	13 479,20	11 482,24	9 786,20	8 344,26	7 117,41	6 072,95
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	1,43	1,51	1,58	1,66	1,74	1,83	1,92	2,02	2,12
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	24 584,90	23 632,54	21 776,37	19 646,07	17 498,11	15 402,57	13 417,46	11 586,22	10 085,27
Расходы на НИОКР	тыс.тг	9 173,47	9 472,40	9 789,98	10 090,07	10 393,85	10 718,37	11 069,07	11 450,73	11 867,26
Итого производственных затрат	тыс.тг	1 041 070,96	1 070 629,78	1 098 157,95	1 125 930,25	1 157 361,23	1 191 093,03	1 228 427,28	1 269 773,74	1 316 514,91
Административные расходы	тыс.тг	13 883,72	14 577,91	15 306,81	16 014,50	16 875,75	17 560,64	18 438,67	19 360,61	20 328,64
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	8 445,93	8 868,23	9 311,64	9 777,22	10 266,08	10 779,39	11 318,36	11 884,27	12 478,49
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	1 470,09	1 543,59	1 620,77	1 644,16	1 786,90	1 717,35	1 803,22	1 893,38	1 988,05
Другие административные расходы	тыс.тг	3 967,70	4 166,09	4 374,39	4 593,11	4 822,77	5 063,90	5 317,10	5 582,95	5 862,10
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	45 935,41	42 744,84	39 038,65	35 278,49	31 822,55	28 750,47	26 102,75	23 893,67	22 262,58
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	36 446,58	32 956,66	28 922,05	24 850,20	21 079,29	17 671,31	14 660,76	12 056,99	9 995,28
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	9 488,83	9 788,18	10 116,60	10 428,29	10 743,26	11 079,16	11 441,99	11 836,68	12 267,29
Итого не производственные затраты	тыс.тг	59 819,14	57 322,75	54 345,45	51 292,99	48 698,30	46 311,12	44 541,43	43 254,28	42 591,21
Итого затраты	тыс.тг	1 100 890,10	1 127 952,53	1 152 503,40	1 177 223,24	1 206 059,53	1 237 404,14	1 272 968,70	1 313 028,02	1 359 106,13
Доходы (убытки)										
Производственный доход	тыс.тг	4 916 980,53	4 726 507,43	4 355 273,40	3 929 213,52	3 499 621,36	3 080 513,62	2 683 491,03	2 317 244,26	2 017 053,13
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	1 100 890,10	1 127 952,53	1 152 503,40	1 177 223,24	1 206 059,53	1 237 404,14	1 272 968,70	1 313 028,02	1 359 106,13
Операционный доход	тыс.тг	3 816 090,43	3 598 554,90	3 202 770,00	2 751 990,28	2 293 561,83	1 843 109,48	1 410 522,32	1 004 216,24	657 947,00
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	23 637,43	18 918,87	15 422,69	12 748,42	10 661,35	8 986,26	7 615,63	6 480,75	5 568,78
Балансовая прибыль	тыс.тг	3 792 453,00	3 579 636,03	3 187 347,31	2 739 241,86	2 282 900,48	1 834 123,22	1 402 906,69	997 735,49	652 378,22
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	238 306,41	200 932,55	169 925,18	144 014,22	122 247,26	103 890,91	88 367,39	75 212,86	64 049,33
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	3 577 784,03	3 397 622,35	3 032 844,82	2 607 976,06	2 171 314,56	1 739 218,57	1 322 154,93	929 003,38	593 897,67
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	3 577 784,03	3 397 622,35	3 032 844,82	2 607 976,06	2 171 314,56	1 739 218,57	1 322 154,93	929 003,38	593 897,67
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	758 490,60	715 927,21	637 469,46	547 848,37	456 580,10	366 824,64	280 581,34	199 547,10	130 475,64
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	3 033 962,40	2 863 708,83	2 549 877,85	2 191 393,49	1 826 320,38	1 467 298,57	1 122 325,35	798 188,40	521 902,58
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	1 114 712,10	1 046 693,71	898 253,25	722 078,01	537 996,79	353 703,44	184 193,72	67 997,03	7 501,43
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	1 919 250,30	1 817 015,12	1 651 624,59	1 469 315,48	1 288 323,59	1 113 595,14	938 131,63	730 191,37	514 401,15

Таблица 4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению (вариант 2)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	60 387 056,18	3 490 902,08	3199352,36	3176891,34	3891044,42	4669599,73	5377462,89	5055905,09
Итого приток средств	тыс.тг	60 387 056,18	3490902,08	3199352,36	3176891,34	3891044,42	4669599,73	5377462,89	5055905,09
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	17 079 019,97	662 110,54	684447,50	737022,64	884128,76	1005637,13	1081083,92	1077453,69
прямые затраты	тыс.тг	15 264 268,64	560324,19	583752,80	639120,60	770037,83	860126,13	923379,85	941516,57
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	979 642,01	61086,68	57246,98	52976,40	60919,74	78225,65	83363,60	72874,50
расходы периода	тыс.тг	835 109,32	40699,67	43447,71	44925,63	53171,19	67285,35	74340,47	63062,62
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	1 454 969,97	0,00	0,00	7382,19	700023,68	726009,03	21555,07	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	8 475 533,52	504824,78	465203,36	464135,93	585550,43	721561,49	850947,16	789565,90
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	10 610 684,52	542138,65	523631,67	559381,64	727276,55	934962,28	1238579,97	1151584,30
Итого отток средств	тыс.тг	42 996 712,73	2064212,36	1990161,74	2075507,82	3194017,48	3765098,60	3731284,78	3520587,27
Поток денежной наличности	тыс.тг	17 390 343,46	1 426 689,73	1 209 190,62	1 101 383,53	697 026,94	904 501,12	1 646 178,10	1 535 317,82
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг								
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	9 556 295,25	1426689,73	1090835,02	896328,45	511731,87	599054,48	983554,28	827530,68
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	8 042 438,87	1426689,73	1051470,10	832804,18	458306,52	517151,45	818441,46	663760,26
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	6 746 219,75	1426689,73	1007658,85	764849,67	403372,07	436198,46	661562,06	514174,83
Накопленный поток денежной наличности									
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	17 390 343,46	1426689,73	2635880,34	3737263,87	4434290,81	5338791,93	6984970,03	8520287,85
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	9 556 295,25	1426689,73	2517524,74	3413853,19	3925585,07	4524639,55	5508193,83	6335724,51
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	8 042 438,87	1426689,73	2478159,83	3310964,01	3769270,53	4286421,98	5104863,44	5768623,70
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	6 746 219,75	1426689,73	2434348,57	3199198,25	3602570,31	4038768,77	4700330,83	5214505,66

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	4916980,53	4726507,43	4355273,40	3929213,52	3499621,36	3080513,62	2683491,03	2317244,26	2017053,13
Итого приток средств	тыс.тг	4916980,53	4726507,43	4355273,40	3929213,52	3499621,36	3080513,62	2683491,03	2317244,26	2017053,13
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	1100890,10	1127952,53	1152503,40	1177223,24	1206059,53	1237404,14	1272968,70	1313028,02	1359106,13
прямые затраты	тыс.тг	972168,25	1005013,05	1036166,41	1067713,49	1101380,64	1137733,20	1177255,18	1220345,03	1268235,40
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	68902,71	65616,73	61991,54	58216,76	55980,59	53359,83	51172,09	49428,71	48279,51
расходы периода	тыс.тг	59819,14	57322,75	54345,45	51292,99	48698,30	46311,12	44541,43	43254,28	42591,21
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	758490,60	715927,21	637469,46	547848,37	456580,10	366824,64	280581,34	199547,10	130475,64
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	1114712,10	1046693,71	898253,25	722078,01	537996,79	353703,44	184193,72	67997,03	7501,43
Итого отток средств	тыс.тг	3456193,87	3346331,71	3096175,57	2800691,80	2499119,67	2202318,38	1930329,42	1724649,89	1600032,38
Поток денежной наличности	тыс.тг	1 460 786,67	1380175,73	1259097,83	1128521,72	1 000 501,69	878 195,24	753 161,61	592 594,37	417 020,75
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг									
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	710291,98	605408,91	498239,55	402858,89	322199,72	255130,69	197389,53	140106,33	88945,14
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	549163,82	451181,89	357914,19	278953,31	215051,06	164140,97	122409,82	83750,57	51249,55
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	407678,75	320984,76	244021,59	182262,56	134655,51	98495,44	70393,41	46155,14	27066,93
Накопленный поток денежной наличности										
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	9981074,52	11361250,24	12620348,07	13748869,79	14749371,49	15627566,73	16380728,34	16973322,70	17390343,46
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	7046016,50	7651425,40	8149664,95	8552523,84	8874723,56	9129854,25	9327243,78	9467350,11	9556295,25
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	6317787,52	6768969,41	7126883,60	7405836,91	7620887,96	7785028,93	7907438,75	7991189,32	8042438,87
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	5622184,41	5943169,17	6187190,77	6369453,33	6504108,84	6602604,28	6672997,68	6719152,82	6746219,75

4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения (КИГ) из недр

Расчет технологических и технико-экономических показателей для обоснования величин КИГ проведены по выделенным эксплуатационным объектам в 2 вариантах. Технико-экономический анализ вариантов разработки показал, что наиболее эффективным и рекомендуемыми к реализации являются 2 вариант, в процессе реализации которого достигается максимально длительный период экономической рентабельности разработки и экономических показателей доходности относительно других вариантов, а также достижение утвержденных значений показателей КИГ. В таблице 4.3.1 приведены сравнения полученных значений КИГ по рассчитанным вариантам разработки.

Таблица 4.3.1 - Сопоставление величин КИГ за рентабельный период по вариантам разработки

Объекты	1 вариант	2 вариант (рекомендуемый)
I	0,649	0,660
II	0,422	0,785
III	0,637	0,725
По месторождению	0,614	0,713

Сопоставление рекомендуемых величин КИГ с ранее утвержденными представлено в таблице 4.3.2, где видно, что в целом по месторождению рекомендуемый КИГ 0,713 доли ед. немного превышает ранее утвержденную величину 0,695 доли ед. (+2,6%).

Таблица 4.3.2 Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов и КИГ с ранее утвержденными

Объекты	Утвержденные			Расчетные значения	
	Геологические запасы сухого газа, млн.м3	Извлекаемые запасы сухого газа, млн.м3	КИГ, доли ед.	Извлекаемые запасы сухого газа, млн.м3	КИГ, доли ед.
I	820,0	522,5	0,637	541,5	0,660
II	331,0	254,8	0,770	259,9	0,785
III	1549,0	1100,5	0,711	1122,8	0,725
Месторождение	2700,0	1877,8	0,695	1924,2	0,713

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Экономический анализ проведен по двум вариантам для оценки возможных финансовых и экономических последствий реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов.

Анализировались: проектный уровень добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Рентабельный период составил:

1 вариант - 2026- 2040 гг.

2 вариант – 2026 - 2041 гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 77,6 млн. тенге.

2 вариант – 1455,0 млн. тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 14207,8 млн. тенге.

2 вариант – 17079,0 млн. тенге.

Накопленные дисконтированные поступления Государства за рентабельный период составляют:

1 вариант – 6718,0 млн. тенге.

2 вариант – 8130,0 млн. тенге.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за рентабельный период, при ставке дисконта 10,85% имеет следующую величину:

1 вариант – 8638,1 млн. тенге.

2 вариант – 9556,3 млн. тенге.

Максимальный ЧПС достигается по второму варианту, таким образом, рентабельным является второй вариант с максимальным ЧПС недропользователя.

Таблица 5.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом

Параметры	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам	
		1	2
Рентабельный период	период	2026 - 2040	2026 - 2041
Проектный уровень добычи природного газа	млн.м3/год	110,0	140,5
Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	сквж	10	12
добывающих	сквж	10	12
нагнетательных	сквж	0	0
Ввод новых скважин из бурения	сквж	0	2
Накопленные показатели за рентабельный срок разработки			
добыча природного газа	млн. м3	1 155	1 422
добыча конденсата	тыс. т	31	38
Коэффициент извлечения газа	ед.	0,614	0,713
Коэффициент извлечения конденсата	ед.	0,335	0,383
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	47 772,7	60 387,1
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	77,6	1 455,0
в строительство скважин	млн. тг	77,6	1 169,3
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	0,0	285,7
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	14 207,8	17 079,0
производственные расходы	млн. тг	12 748,1	15 264,3
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	725,5	979,6
непроизводственные расходы	млн. тг	734,2	835,1
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(вкл в с/с)	млн. тг	15 103,5	18 009,4
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	16 975,2	21 074,2
Чистые недисконтированные поступления			
- Поток денежной наличности	млн. тг	14 306,6	17 390,3
- Поступления Государству	млн. тг	11 219,1	14 563,5
Чистые дисконтированные поступления			
- после налогообложения			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	8 638,1	9 556,3
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	7 461,7	8 042,4
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	6 419,2	6 746,2
- бюджета Государства			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	6 718,0	8 130,0
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	5 737,4	6 797,9
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	4 852,9	5 624,6
Индекс доходности (PI)			
при 0% дисконта	ед.	185,356	12,952
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	163,553	10,428
при ставке дисконта в 15%	ед.	161,339	10,019
при ставке дисконта в 20%	ед.	161,590	9,773

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Задачей данной главы является оценка технических возможностей реализации проектных показателей разработки и определение отсутствия (или наличия) реальных осложнений, требующих специальных проектно-технологических решений.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

6.1. Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования.

Характеристика показателей эксплуатации скважин

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режима его работы, с обеспечением проектной добычи и необходимого контроля за пробной эксплуатацией нефтенасыщенных горизонтов на месторождении Аксай Южный, основывается исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, результатов анализа работы и характеристики скважин, проведенных в процессе испытания скважин.

На дату составления Дополнения к Проекту разработки на месторождении Южный Аксай общий пробуренный фонд скважин составляет 16 ед.

В настоящее время на месторождении добывающий фонд скважин эксплуатируется фонтанным способом эксплуатации.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 5 ед. На дату составления отчета одна скважина находится в простое.

В наблюдательном фонде числится 3 скважины, в консервации 3 скважины, 5 скважин ликвидировано.

Технологические условия эксплуатации скважин определены исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, результатов анализа работы и характеристики скважин.

Обоснование предельных условий фонтанирования скважин.

Для обеспечения длительного фонтанирования газоконденсатных скважин необходимо оценить предельные давления фонтанирования при условии $R_{заб} > R_{кон}$, обосновать выбор внутрискважинного оборудования и подобрать устьевое оборудование.

Минимальные забойные давления фонтанирования определяются условиями и показателями варианта разработки, технологическими особенностями системы сбора и подготовки добываемых углеводородов.

Пластовый газ месторождения Аксай Южный насыщен конденсатом. Давление начала конденсации изменяется по глубине и составляет в среднем 32,3 МПа.

Значения минимальных забойных давлений фонтанирования скважин газоконденсатного объекта оценены по методике А.П. Крылова для условия, когда забойное давление больше давления насыщения. Исходные данные для расчёта условий фонтанирования приведены в Табл. 6.1.1.

Табл. 6.1.1 - Исходные данные для расчёта условий фонтанирования

№ пп	Наименование	I и III объект
Горизонты		
1	Средняя длина подъёмника, м	1535
2	Давление начала конденсации, МПа	32,3
3	Пластовое давление, bar	136.1
4	Газосодержание, м ³ /т	7050
5	Плотность пластового газа, кг/м ³	0,288
6	Плотность конденсата, г/см ³	0,788
7	Содержание конденсата, г/м ³	283,3
8	Плотность воды, г/см ³	1,138

Условия фонтанирования для газоконденсатной залежи определяются соотношением между эффективным газовым фактором смеси, поступающей из пласта и удельным расходом газа, необходимым для работы газожидкостного подъёмника. Для фонтанирования скважин необходимо, чтобы эффективный газовый фактор (Гэф.) был больше или по крайней мере равен удельному расходу газа (Rопт) при работе на оптимальном режиме ($\text{Гэф} \geq \text{Rопт}$) и условия фонтанирования при $\text{Pзаб} > \text{Pкон}$.

Выбор устьевого оборудования

Оборудование устья фонтанных газоконденсатных скважин должно состоять из колонной головки, фонтанной арматуры и системы управления.

Колонная головка служит для обвязки обсадных колонн между собой и герметизации межколонного пространства.

Фонтанная арматура предназначена для герметизации фонтанных скважин, контроля и регулирования режима их эксплуатации. Через фонтанную арматуру осуществляются технологические операции и спуск скважинного оборудования, инструментов и приборов.

Фонтанная арматура включает трубную головку, фонтанную ёлку с двумя стволовыми запорными устройствами, одна ручного, другая пневматического управления, а также с двумя задвижками на каждом боковом отводе, три из которых с ручным и одна с пневматическим закрытием, работающих в режиме автоматического управления. Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы.

Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия клапана отводящих линий, главного и предохранительного клапанов), которые управляют всеми приводами трёх запорных устройств, с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах. Панели оборудованы гидравлическим контуром, управляющим предохранительными клапанами, в то время как главные и клапаны на боковых отводах управляются пневматически;
- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана в зимнее время, во избежание затвердевания парафиновых осадков.

Условия фонтанирования для газоконденсатной залежи определяются соотношением между эффективным газовым фактором смеси, поступающей из пласта и удельным расходом газа, необходимым для работы газожидкостного подъёмника. Для фонтанирования скважин необходимо, чтобы эффективный газовый фактор (Гэф.) был больше или по крайней мере равен удельному расходу газа ($R_{опт}$) при работе на оптимальном режиме ($Гэф \geq R_{опт}$) и условия фонтанирования при $R_{абз} > R_{кон}$.

На Рис. 6.1.1 приведены предельные условия фонтанирования (минимальные забойные давления при соответствующих значениях максимальной обводненности) в подъёмниках диаметром 73 мм для проектных значений обводнённости продукции скважин по III -му объекту.

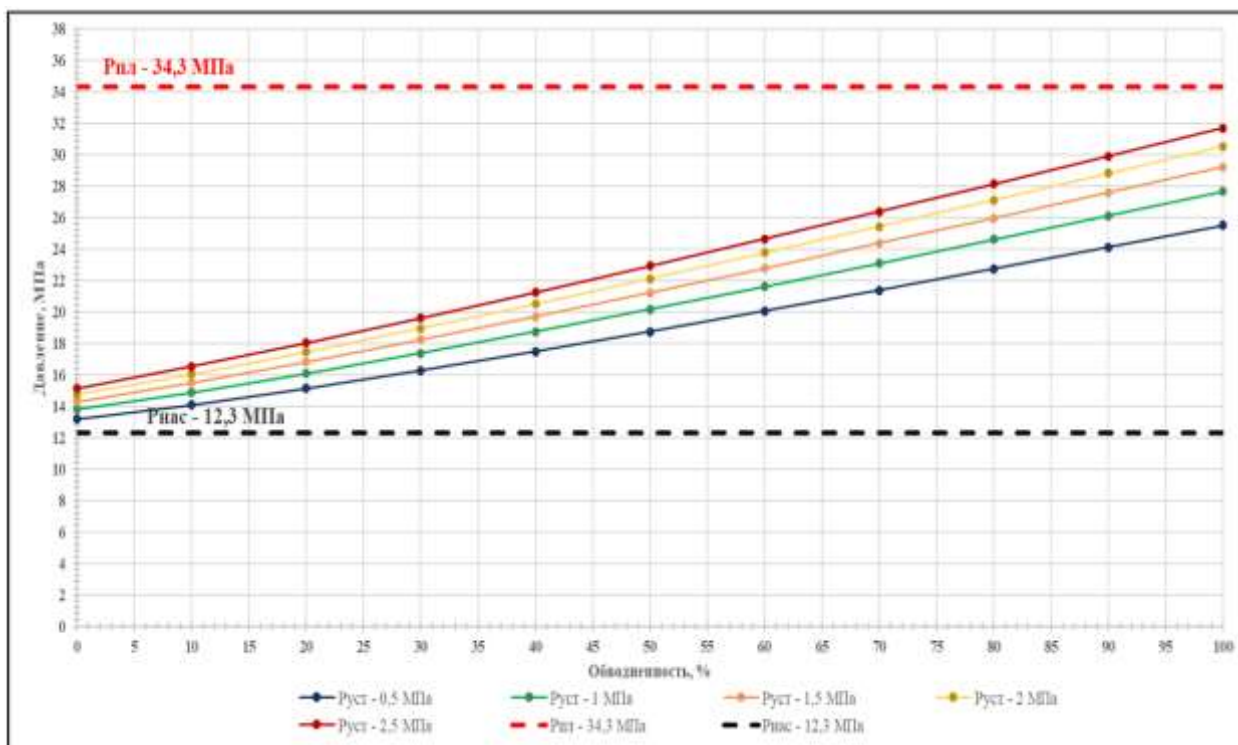


Рис. 6.1.1 – Минимальные забойные давления для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности III объекта

Как видно из графика на Рис. 6.1.1, условия фонтанирования скважин с НКТ диаметром 73 мм для III объекта при существующих продуктивных характеристиках пластов при забойных давлениях в диапазоне значений от давления насыщения до пластового давления с устьевыми давлениями от 0,5 до 2,5 МПа при максимальной обводненности от 0% до 90%.

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

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования промысла на нефтегазовом месторождении Аксай возможны такие виды осложнений, связанные с физико-химическими свойствами добываемой нефти, как:

- образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО);
- загрязнение призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин;
- гидратообразование;
- осложнения, связанные с водопроявлениями.

Возникновение осложнений приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

АСПО

Дегазированная нефть меловых отложений Северного и Центрального поднятия месторождения Аксай по своим физико-химическим свойствам характеризуется как: особо легкая, малосернистая, застывающая и с не высоким выходом светлых фракций.

Проведение ОГВ также способствует на какое-то время сокращению поступления воды в скважину. Вода, смывая парафин со стенок эксплуатационной колонны и НКТ, насыщаясь им, становится более вязкой. При промывке часть горячей нефти попадает в ПЗС и из-за разности температур пласта и горячей нефти при контакте с водой она становится еще более вязкой и на какое-то время закрывает каналы, по которым вода поступает в скважину. Агрегат АДПМ может быть использован также для депарафинизации трапов, мерников, манифольдов и др.

Для определения эффективности проводимых обработок рассчитывается межочистной период работы скважин (МОП).

$$\text{МОП} = T/N,$$

где,

T – расчетный период времени, отработанного скважинами;

N – суммарное количество обработок за расчётный период времени.

Рекомендуется продолжать проведение обработок, тщательно контролируя производство работ и уделяя внимание совершенствованию технологии для увеличения длительности МРП.

Очистка призабойной зоны

Для очистки призабойной зоны от осадков применяются солянокислотные обработки (СКО). При наличии песка, цементирующего и скелетного веществ пород пласта, глинистого материала (в форме глинистой или цементной корки) в состав кислотной композиции вводится плавиковая кислота. Для снижения сопротивления при проникновении раствора в пласт, замедления реакции и лучшего извлечения продуктов реакции за счет снижения межфазного натяжения вводятся поверхностно-активные вещества.

Технология проведения СКО осуществляется в соответствии с индивидуальными программами с учётом характеристик каждой скважины.

Водопроявления

Одной из важнейших проблем в процессе разработки нефтегазовых месторождений является увеличение притока воды к забоям добывающих скважин. Это приводит к уменьшению конечной нефтеотдачи, к большим затратам на добычу попутной воды и подготовку товарной нефти. Вследствие экономической нецелесообразности дальнейшей эксплуатации, такие скважины активно пополняют бездействующий фонд.

Для ограничения водопритоков обычно применяют закачку вязкоупругих составов, установку цементных пробок или изолирующих пакеров.

Изоляционные работы рекомендуется проводить при достижении обводнённости продукции скважин 60 % и более. Для решения проблемы водопритока в скважинах необходимо разработать комплекс мероприятий, направленных на исследование причин и источников обводненности добываемой продукции. По результатам исследований разработать мероприятия по снижению водопроявления.

Также необходимо провести специальные исследования по определению профиля притока и характера притока обводняющихся скважин для выработки рекомендаций по изоляции обводнившихся пропластков.

Рекомендуется проведение РИР, используя передовые технологии и материалы для повышения эффективности изоляции.

Интенсификация

Наиболее востребованными операциями по повышению нефтеотдачи являются

работы по гидроразрыву пласта (ГРП) и перфорации.

ГРП

ГРП успешно применяется на всех типах геологических пластов, кроме очень мягких и несвязанных. Повышение добычи нефти в результате гидроразрыва варьируется в широких пределах, хотя обычно в среднем составляет 200-300%. Гораздо большего увеличения можно добиться, если добыча ограничивается малопроницаемыми блоками вокруг ствола скважины. Гидроразрыв пласта позволяет сделать выгодной добычу из многих скважин и месторождений, которая иначе не могла бы быть экономически оправданной.

6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Согласно Правил по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденных Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 [2], при разработке месторождений углеводородов предъявляются следующие общие требования, применимые к системам сбора и промысловой подготовки продукции скважин при добыче углеводородов:

1. Ввод месторождений углеводородов в разработку допускается: если решены все вопросы сероочистки или экологически безопасного использования газов, содержащих сероводород и сероорганику, а также определение целесообразности и направления использования этана, пропан-бутана, двуокиси углерода, гелия и других компонентов газа в случае их промышленного содержания к началу ввода в разработку месторождений [2, пункт 81].

2. Ввод в разработку нефтяных месторождений (залежей) без утилизации попутного газа, а газовых месторождений - без переработки (утилизации) добываемого газа не допускается.

Запрещается добыча углеводородов без переработки всего объема добываемого сырого газа, за исключением случаев, предусмотренных в пункте 4 статьи 147 Кодекса [2, пункт 82].

3. Добыча должна проводиться методами и способами, исключающими потери углеводородов, не предусмотренные базовым проектным документом, в соответствии с положительной практикой пользования недрами [2, пункт 83].

4. При проведении добычи углеводородов недропользователь обеспечивает [2, пункт 84]:

- 1) оптимальность и безопасность применяемых технических средств добычи;

2) охрану месторождения углеводородов от проявлений опасных техногенных процессов, приводящих к осложнению при их добыче, снижению экономической эффективности добычи углеводородов;

3) достоверный учет добытых и оставляемых в недрах запасов углеводородов, продуктов их переработки и отходов производства, образующихся при добыче;

4) соблюдение норм и стандартов, применяемых методов и способов добычи;

5) выполнение экологических и санитарно-эпидемиологических требований при складировании и размещении отходов добычи и продуктов переработки углеводородов;

6) извлечение углеводородов в порядке, предусмотренном проектом разработки месторождения.

5. При проектировании и строительстве объектов обустройства месторождения углеводородов должны соблюдаться меры по безопасному функционированию этих объектов, локализации и минимизации последствий возможных аварийных ситуаций [2, пункт 98].

Существующая система сбора продукции скважин

Технологический процесс по системе сбора и промысловой подготовки углеводородного сырья (УВС) месторождения Аксай Южный характеризуется непрерывностью, законченностью технологического цикла и замкнутостью системы. Технологический объект оснащен всеми необходимыми приборами контроля и регулирования, а также системой автоматизации производства.

Выкидные линии от скважин подключены к Автоматизированной групповой замерной установке (АГЗУ №5), где идет учет посуточного дебита скважинной жидкости, после АГЗУ по коллектору жидкость поступает на манифольд Центрального пункта сбора (ЦПС Аксай).

ЦПС Аксай предназначен для приема, учета скважинной продукции месторождений Аксай и Аксай Южный, сепарации на жидкостную и газовые фазы, компримирование газа и дальнейшей транспортировки водонефтяной жидкости на УПН Нуралы и отсепарированного газа на ЦПиТГ месторождения Акшабулак.

ЦПС Аксай представляет собой комплекс технологического оборудования, на котором производится первичная подготовка нефти и газового конденсата с последующей транспортировкой по межпромысловому нефтепроводу на месторождение Нуралы. Основной поток попутного и природного газа транспортируется по газопроводу на месторождение Акшабулак.

На рисунке 7.2.2 представлена принципиальная технологическая схема ЦПС Аксай.

Газовый конденсат с групповой замерной установки АГЗУ-5 поступает через манифольд М-ЦПС-03 на ЦПС Аксай. На устьях газовых скважинах месторождения Южный Аксай установлены блоки автоматической подачи реагента (БАПР) для дозирования ингибитора гидратообразования - заменителя метанола.

Далее газоконденсат поступает на нефтегазовые сепараторы С-ЦПС-04, С-201 работающие параллельно и последовательно, в которых происходит разделение конденсата и газа. Далее газ подается на скруббер С-ЦПС-02 для осушки газа, после чего отсепарированный газ направляется с температурой 10 °С в печи подогрева П-ЦПС-02А, П-ЦПС-02В. Подогретый газ до температуры 30-50 °С через СИРГ (система измерения расхода газа) поступает на компрессоры (2-ой ступень), К-ЦПС-01А/В после чего направляется на КЗС-ЦПС-02.



На ЦПС также имеется БАПР для закачки заменителя метанола на газопровод ЦПС Аксай – ЦПиТГ Акшабулак.

Поток газа транспортируется по газопроводу ЦПС Аксай – ЦПиТГ Акшабулак. Таким образом, система сбора и транспортировки нефти и газа месторождений Аксай Южный и Аксай представляет собой непрерывный процесс сбора и подготовки:

- устье скважины – ГЗУ - ЦПС - нефтепровод «ЦПС Аксай - УПН Нуралы»;
- устье скважины - ГЗУ - ЦПС - газопровод «ЦПС Аксай - ЦПиТГ Акшабулак».

Определение необходимых мощностей сооружений систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин

Согласно действующему технологическому регламенту по эксплуатации объекта ЦПС на месторождении Аксай пропускная способность (мощности) ЦПС Аксай составляет по водонефтяной эмульсии – 0,7 – 0,8 млн. тонн/год, по газу – 175 млн. м³/год, что вполне достаточно для обеспечения сбора и первичной подготовки прогнозного, согласно показателей настоящего отчета, объема скважинной продукции.

С учетом объемов технологических потерь скважинной продукции, мощностей сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин должно быть достаточно для обеспечения достижения прогнозных показателей настоящего отчета (таблица 6.3.1). Из таблицы 6.3.1 видно, что существующих мощностей сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин месторождения будет достаточно для обеспечения достижения проектных показателей.

Выводы и рекомендации по системе сбора и подготовки продукции скважин

- Применяемое оборудование системы сбора продукции скважин, подготовки и транспортировки сырья до пункта сдачи соответствует условиям эксплуатации и работает в заданных режимах, обеспечивая стабильность производственного цикла;
- Система сбора продукции скважин, подготовки и транспортировки сырья до пункта сдачи обеспечивает достижение прогнозных технологических показателей разработки и не имеет технологических ограничений по пропускной способности

Таблица 6.3.1 – Необходимые мощности сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин

Год	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Добыча конденсата, тыс.т	3,0	2,7	2,7	3,0	3,4	3,8	3,3	3,0	2,7	2,4	2,1	1,7	1,5	1,2	1,0	0,8
Добыча газа, млн м ³	110,001	100,814	100,107	111,892	124,635	140,456	123,515	111,988	101,265	88,868	76,356	64,770	54,298	45,048	37,047	30,712
Норматив потерь конденсата*, %	0,7697	0,7697	0,7697	0,7697	0,7697	0,7697	0,7697	0,7697	0,7697	0,7697	0,7697	0,7697	0,7697	0,7697	0,7697	0,7697
Норматив потерь газа*, %	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172
Потери конденсата, тыс.т	0,0229	0,0210	0,0208	0,0233	0,0259	0,0292	0,0257	0,0233	0,0210	0,0185	0,0159	0,0135	0,0113	0,0094	0,0077	0,0064
Потери газа, млн м ³	0,1892	0,1734	0,1722	0,1925	0,2144	0,2416	0,2124	0,1926	0,1742	0,1529	0,1313	0,1114	0,0934	0,0775	0,0637	0,0528
Объем конденсата, с учетом потерь, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, тыс.т	2,9472	2,7010	2,6821	2,9978	3,3392	3,7631	3,3092	3,0004	2,7131	2,3810	2,0458	1,7353	1,4548	1,2069	0,9926	0,8228
Объем газа с учетом потерь, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, млн м ³	109,8122	100,6410	99,9345	111,6997	124,4208	140,2146	123,3024	111,7955	101,0906	88,7149	76,2250	64,6582	54,2046	44,9701	36,9834	30,6593

Примечание. *Технологические потери рассчитаны исходя из установленных на месторождении нормативов потерь

6.4. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Регулирование вопросов использования ПНГ в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями Правительства РК, директивными указаниями Министерства охраны окружающей среды.

Согласно пункта 3 статьи 147 Кодекса Республики Казахстан от 27.12.2017г № 125-VI «О недрах и недропользовании» Недропользователь должен разрабатывать Программу развития переработки сырого газа, которая подлежит обновлению каждые три года.

В настоящее время утилизация сырого газа на месторождении Аксай Южный ведется в соответствии с «Корректировкой №1 программы развития переработки сырого газа месторождений ТОО «СП Казгермунай» на 2025-2027 гг» (далее – Корректировка ПРПСГ), утвержденной Министерством энергетики РК (Протокол №11/3 от 25.07.2025 г.),.

Согласно указанной Корректировке ПРПСГ сжигание сырого газа месторождения не производится. Соответственно нет необходимости в получении Недропользователем Разрешения на сжигание в факелах сырого газа месторождения Аксай Южный.

Согласно Корректировке ПРПСГ добытый сырой газ месторождения Аксай Южный, используется по следующим направлениям (рис. 6.4.1):

- Для получения сухого товарного газа, (потребитель – АО «НК «QazaqGaz»);
- Для получения сжиженного нефтяного газа.

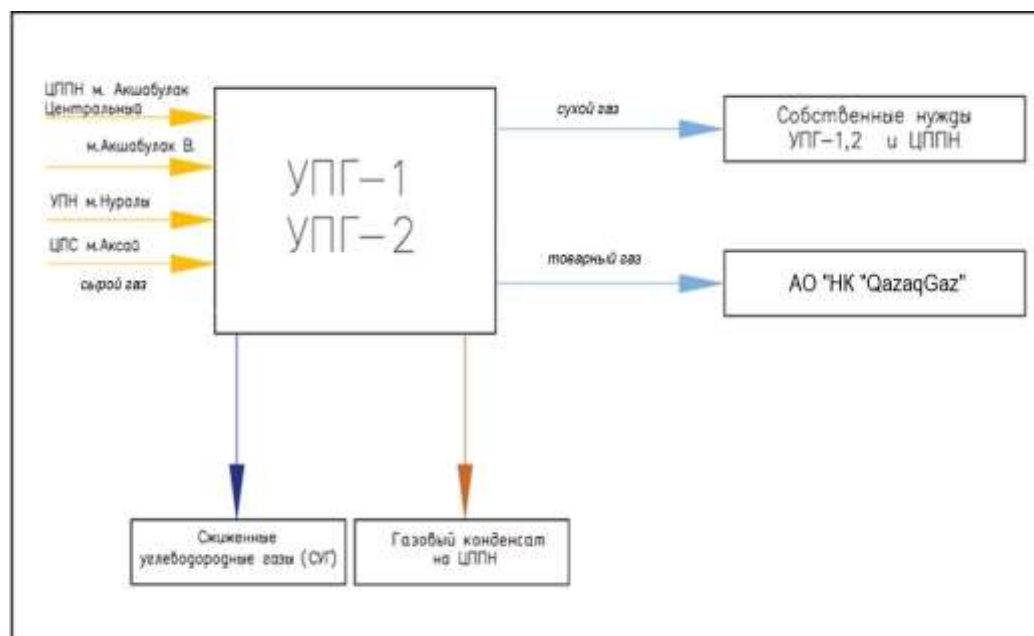


Рис. 6.4.1 -. Схема выработки продукции газа месторождений на лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай»

В табл. 6.4.1 представлен баланс добычи и распределения сырого газа Аксай Южный в 2026-2041 гг.

Табл. 6.4.1 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай Южный по рекомендуемому 2 варианту разработки

№	Показатели	Объем газа млн.м ³															
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Объем добычи газа (V _D), млн.м ³ ,	110,001	100,814	100,107	111,892	124,635	140,456	123,515	111,988	101,265	88,868	76,356	64,770	54,298	45,048	37,047	30,712
2	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁), млн.м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Объем сырого газа, подаваемый в УПГ на м. Акшабулак (V ₅)	109,812	100,641	99,934	111,700	124,421	140,215	123,302	111,796	101,091	88,715	76,225	64,658	54,205	44,970	36,983	30,659
4	Технологические потери*, млн.м ³	0,1892	0,1734	0,1722	0,1925	0,2144	0,2416	0,2124	0,1926	0,1742	0,1529	0,1313	0,1114	0,0934	0,0775	0,0637	0,0528
5	Объем технол. неизбежного сжигания сырого газа (V _v), млн.м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Примечание. *Технологические потери рассчитаны исходя из установленного на месторождении норматива потерь, равного 0,008% от объема добычи газа

Выводы и рекомендации

1. Утилизация добытого сырого газа месторождения Аксай Южный проводится по следующим направлениям:
 - использование для получения сухого товарного газа, (потребитель – АО «НК «QazaqGaz»);
 - использование для получения сжиженного нефтяного газа.
2. Технологически неизбежное сжигание на месторождении не производится и не планируется в дальнейшем.

6.5. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству закачиваемого агента

Настоящим Дополнением к Проекту разработки месторождения не предполагается разработка с поддержанием пластового давления.

7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Приведенные в данном разделе требования к конструкциям скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

По проекту предусматривается бурение **2-х** вертикальных эксплуатационных скважин №№ **39, 38**, и **2-х** резервных вертикальных скважин №№ **40, 41**. При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза, глубина залегания целевых объектов освоения и опыт проводки ранее пробуренных скважин.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины; условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности. После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

С учетом вышеизложенного, рекомендуются следующие конструкции вертикальных эксплуатационных скважин на месторождении Аксай Южный:

Эксплуатационная скважина № 39 предназначен для эксплуатации II-го основного объекта месторождения Аксай Южное:

➤ **II объект – горизонт М-II-5;**

Рекомендуемая конструкция вертикальных скважины проектной глубиной до 1700м:

Шахтовое направление Ø 2300мм (бетонные кольца), спускается глубину 3 м для предотвращения размыва устья скважины буровым раствором.

Направление Ø 323,9мм, спускается на глубину 50 м, с целью перекрытие верхних неустойчивых отложений, соединение устья скважины с циркуляционной системой БУ.

Кондуктор Ø 244,5мм, на глубину 750 м, с целью перекрытие пород палеогена, верхнего мела и верхней части нижнего мела. Создание надежной крепи для безопасного

углубления скважины до проектной глубины, установка противовыбросового оборудования (ПВО).

Эксплуатационная колонна Ø 168,3мм, на проектную глубину 1700м (± 250 м), с целью эксплуатация продуктивных горизонтов. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважины приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция проектных скважин глубиной 1700м

Наименование колонны	Диаметр, (мм)		Глубина спуска, (м)	Марка стали	Высота подъема цемента (от устья), (м)
	Долота	Колонны			
Шахтовое направление	-	2300	3	Бетонные кольца	-
Направление	393,7	323,9	50	Д	до устья
Кондуктор	295,3	244,5	750	К-55	до устья
Эксплуатационная	215,9	168,3	1700	N-80	до устья

Примечание: * глубины спуска обсадных колонн могут корректироваться по результатам бурения.

Эксплуатационная скважины № 38 предназначен для эксплуатации III-го основного объекта месторождения Аксай Южное:

➤ **II объект – горизонт М-III-4;**

Рекомендуемая конструкция вертикальных скважины проектной глубиной до 1700м:

Шахтовое направление Ø 2300мм (бетонные кольца), спускается глубину 3 м для предотвращения размыва устья скважины буровым раствором. Цементируется до устья.

Направление Ø 323,9мм, спускается на глубину 50 м, с целью перекрытие верхних неустойчивых отложений, соединение устья скважины с циркуляционной системой БУ.

Кондуктор Ø 244,5мм, на глубину 750 м, с целью перекрытие пород палеогена, верхнего мела и верхней части нижнего мела. Создание надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины, установка противовыбросового оборудования (ПВО).

Эксплуатационная колонна Ø 168,3мм, на проектную глубину 1700м (± 250 м), с целью эксплуатация продуктивных горизонтов. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважины приведена в таблице 7.1.2.

Таблица 7.1.2 – Рекомендуемая конструкция проектных скважин глубиной 1700м

Наименование колонны	Диаметр, (мм)		Глубина спуска, (м)	Марка стали	Высота подъема цемента (от устья), (м)
	Долота	Колонны			
Шахтовое направление	-	2300	3	Бетонные кольца	-
Направление	393,7	323,9	50	Д	до устья
Кондуктор	295,3	244,5	750	К-55	до устья
Эксплуатационная	215,9	168,3	1700	N-80	до устья

Примечание: * глубины спуска обсадных колонн могут корректироваться по результатам бурения.

Резервная скважина № 40

Рекомендуемая конструкция вертикальных скважины проектной глубиной до 1700м:

Шахтовое направление Ø 2300мм (бетонные кольца), спускается глубину 3 м для предотвращения размыва устья скважины буровым раствором.

Направление Ø 323,9мм, спускается на глубину 50 м, с целью перекрытие верхних неустойчивых отложений, соединение устья скважины с циркуляционной системой БУ.

Кондуктор Ø 244,5мм, на глубину 750 м, с целью перекрытие пород палеогена, верхнего мела и верхней части нижнего мела. Создание надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины, установка противовыбросового оборудования (ПВО).

Эксплуатационная колонна Ø 168,3мм, на проектную глубину 1700м (±250 м), с целью эксплуатация продуктивных горизонтов. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважины приведена в таблице 7.1.3.

Таблица 7.1.3 – Рекомендуемая конструкция проектных скважин глубиной 1700м

Наименование колонны	Диаметр, (мм)		Глубина спуска, (м)	Марка стали	Высота подъема цемента (от устья), (м)
	Долота	Колонны			
Шахтовое направление	-	2300	3	Бетонные кольца	-
Направление	393,7	323,9	50	Д	до устья
Кондуктор	295,3	244,5	750	К-55	до устья
Эксплуатационная	215,9	168,3	1700	N-80	до устья

Примечание: * глубины спуска обсадных колонн могут корректироваться по результатам бурения.

Резервная скважина № 41

Рекомендуемая конструкция вертикальных скважины проектной глубиной до 1700м:

Шахтовое направление Ø 2300мм (бетонные кольца), спускается глубину 3 м для предотвращения размыва устья скважины буровым раствором. Цементируется до устья.

Направление Ø 323,9мм, спускается на глубину 50 м, с целью перекрытие верхних неустойчивых отложений, соединение устья скважины с циркуляционной системой БУ.

Кондуктор Ø 244,5мм, на глубину 750 м, с целью перекрытие пород палеогена, верхнего мела и верхней части нижнего мела. Создание надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины, установка противовыбросового оборудования (ПВО).

Эксплуатационная колонна Ø 168,3мм, на проектную глубину 1700м (± 250 м), с целью эксплуатация продуктивных горизонтов. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважины приведена в таблице 7.1.4.

Таблица 7.1.4 – Рекомендуемая конструкция проектных скважин глубиной 1700м

Наименование колонны	Диаметр, (мм)		Глубина спуска, (м)	Марка стали	Высота подъема цемента (от устья), (м)
	Долота	Колонны			
Шахтовое направление	-	2300	3	Бетонные кольца	-
Направление	393,7	323,9	50	Д	до устья
Кондуктор	295,3	244,5	750	К-55	до устья
Эксплуатационная	215,9	168,3	1700	N-80	до устья

Примечание: * глубины спуска обсадных колонн могут корректироваться по результатам бурения.

Выбор буровой установки.

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательно применение мобильных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении Аксай Южный более полно отвечает буровая установка ZJ-30 или аналог. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена техническом проекте на строительство эксплуатационных скважин.

Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам, полная продолжительность цикла строительства скважин приведена ниже.

Таблица 7.1.5 - Расчет продолжительности бурения эксплуатационных вертикальных скважин № 39, 38 глубиной 1700м

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	5
Подготовительные работы к бурению	3
Бурение и крепление скважины	25
В том числе,	
Бурение	16
Крепление	9
Освоение объектов в колонне	8,5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	41,5

Таблица 7.1.6 - Расчет продолжительности бурения резервных вертикальных скважин № 41, 40 глубиной 1700м

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	5
Подготовительные работы к бурению	3
Бурение и крепление скважины	25
В том числе,	
Бурение	16
Крепление	9
Освоение объектов в колонне	8,5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	41,5

Требования к параметрам бурового раствора

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявления, сужение ствола скважины, осыпи, поглощения бурового раствора. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально-высокими и аномально-низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией. С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение четырехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, центрифуг, четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию 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, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины;
3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Цементирование обсадных колонн

Анализ данных по цементированию показал, что для цементирования скважин на месторождении Аксай Южный, использовались различные типы цемента: портландцементы типа ПТЦ-1-50, облегченный цемент типа ПЦТ-I-G-CC-I, цементно-бентонитовые смеси и другое. Однозначно выделить какой-либо тип цемента, обеспечивающий качественное разобщение пластов невозможно, поскольку качество и надежность крепления можно оценить только косвенным способом по наличию или отсутствию межколонных перетоков и т.д. Наличие зон поглощения по стволу, водопроявляющих горизонтов и необходимость подъема тампонажного раствора на проектную высоту при низких градиентах гидроразрыва пласта вынуждает применить прямой способ цементирования скважин с использованием двух типов цементных растворов – с облегченной и нормальной плотностью. Но точное место подъема цемента с нормальной плотностью определяется по результатам геофизических исследований. В качестве буферной жидкости для разобщения бурового и цементного раствора применяется техническая вода с моющей добавкой.

При цементировании обсадных колонн с целью поддержания постоянной проектной плотности тампонажного раствора рекомендуется использование осреднительной емкости. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве эксплуатационную колонну рекомендуется оборудовать центраторами.

В соответствии с требованиями к конструкциям скважин предлагается цементирование скважин производить по следующей схеме: Для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G (тип HSR) в соответствии со стандартами АНИ марки ПТЦ-1-G-CC-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения или применить тампонажный цемент марки ПЦТ-III-об.5-50 (ГОСТ 1581-96) [17]. Вторая порция – представляет собой тампонажный раствор нормальной плотности (1,83-1,85 г/см³) на основе цемента марки ПЦТ-I- G-CC-I с вводом в состав

тампонажной смеси расширяющих добавок из расчета до 30% от общего количества. Для обеспечения заданной плотности цементных растворов, регулирования реологических свойств и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости типа УО-20, блока манифольдом БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, замедлителей сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень.

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 бурение скважин. Места установки элементов технологической оснастки можно будет уточнить после проведения геофизических исследований.

7.2. Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном полимерном растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355) репрессия на пласт не должна превышать 5-10% пластового давления. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин на месторождении Аксай Южный.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважин:

- прихватоопасность;
- поглощения бурового раствора в продуктивной толще с потерей циркуляции;
- нефтегазопроявления;
- сальникообразования;
- кавернообразования.

Для максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии,

бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских свойств и недопущения закупорки пласта в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах необходимо использовать кислоторастворимый, временно закупоривающий агент (карбонат кальция различного гранулометрического состава) во избежание загрязнения коллектора;

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части его) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку ВУС раствора той же плотности в количестве 3 - 4 м³.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора, (особенно по поддержанию твердой фазы в нем и плотности его), предусмотреть четырехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита с размерами ячеек, соответствующими проходимому разрезу, песко- и илоотделители, центрифугу (при необходимости).

Скважину рекомендуется тщательно подготовить к перфорации и последующему спуску подземного оборудования, а именно, проскрепировать для удаления со стенок цементной и глинистой корок и ржавчины, при необходимости, добурить цементный стакан до нужной глубины, а эксплуатационную колонну прорайбировать. Скважину тщательно промыть технической водой. Сменить техническую воду на перфорационную жидкость расчетной плотности (водный раствор CaCl_2), создающей необходимое противодавление на пласт.

Для качественного вторичного вскрытия пластов рекомендуется применять кумулятивные перфораторы с зарядами, создающими каналы большой протяженности, выходящие за пределы закольматированной в процессе бурения призабойной зоны пласта.

Перфораторы рекомендуется спускать на каротажном кабеле и производить привязку к интервалу перфорации по записи гамма-каротажа (ГК) и локатора муфт (ЛМ). После подъема перфораторов спустить в скважину колонну 73 мм насосно-компрессорных

труб (НКТ) с воронкой на конце. Подвеску НКТ установить на 15 м выше верхней границы интервала перфорации. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой и обвязать с наземными коммуникациями. Для создания депрессии на пласт произвести замену перфорационной жидкости на техническую воду. При отсутствии притока произвести снижение уровня в скважине сваби́рованием или закачкой азота.

При получении слабого притока провести исследование методом прослеживания уровня, поднять подземное оборудование и спустить компоновку для глубинно-насосной эксплуатации скважины.

Вышеизложенные конструкции скважин, параметры, метод освоения, типы и марка материалов являются рекомендательными и могут быть в дальнейшем уточнены. Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

8. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

8.1. Выполнение мероприятий по контролю за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования

В проектном документе для контроля состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении предлагалось использовать следующие основные виды исследований:

- Промысловые исследования;
- Промыслово-геофизические исследования скважин и керн;
- Гидродинамические исследования пластов и скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой воды.

Виды и периодичность исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения определены на основании «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [7].

Комплекс исследований контроля разработки включает единичные (разовые) исследования по новым скважинам, вводимым из бурения, и систематические (периодические) по добывающим и нагнетательным скважинам действующего фонда при проведении ремонта или геолого-технических мероприятий.

Обязательный комплекс промысловых исследований

Включает в себя: определение забойных и пластовых давлений, дебитов нефти, жидкости добывающих скважин и приёмистости нагнетательных скважин, обводненности и газового фактора по добывающим скважинам.

Определение пластового и забойного давлений

Определение пластового давления должно осуществляться пластоиспытателем многократного действия и скважинным манометром во время строительства скважины в виде разовых исследований по всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области). После этого, пластовое давление необходимо контролировать систематически во всех действующих добывающих и нагнетательных скважинах не реже одного в квартал.

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим и нагнетательным скважинам новым и после выхода из ремонта и систематически – в действующих скважинах не реже одного раза в квартал.

За отчетный период (2023-01.01.2026гг) были проведены 14 исследований КВД, 3

исследования МУО (ИК) и 4 прямых замера пластового давлений.

Измерение статических и динамических устьевых давлений

Измерение динамических устьевых давлений необходимо проводить ежедневно (или не реже одного раза в неделю) по всему фонду скважин. Измерение статических устьевых давлений по действующему добывающему фонду скважин необходимо проводить при каждой остановке скважины, но не реже одного раза в квартал.

За отчетный период замеры уровней не проведены.

Гидродинамические методы исследования по контролю за процессом разработки

Согласно проектному документу гидродинамические исследования МУО, КВД, КВУ, КПД выполняются по каждой новой скважине после ввода её в эксплуатацию и в последующем по мере необходимости (до и после ГТМ).

Гидродинамические исследования скважин были выполнены на основе данных, предоставленных компанией ТОО «СП «Казгермунай». Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) проведены и интерпретированы компанией ТОО «Алстрон». Интерпретация данных проводилась с помощью специализированного программного продукта «PanSystem».

Замеры давлений и температуры при исследовании методом неустановившихся режимов, а именно КВД, КПД производились глубинными манометрами «PPS-25», «PTDK», при исследовании методами КВУ, КПУ динамические и статические уровни определялись уровнемерами «СУДОС-автомат 2», «СУДОС-автомат».

Количество проведенных гидродинамических исследований по объектам с начала разработки представлены в **Ошибка! Источник ссылки не найден..**

На 01.01.2026г на месторождении проведены гидродинамические исследования различных методов, включающий:

- Исследования методом неустановившихся режимов (КВД, КВУ, КПД);
- Исследования методом установившихся режимов (МУО, ИК);
- Замеры пластового и забойного давления.

Таблица 8.1.1 - Количество проведенных исследований с начала разработки

Объекты	Вид замера						Итого
	КВД	КВУ	КПД	МУО (ИК)	Рпл	Рзаб	
I	5	-	1	2	12	5	25
II	-	-	-	-	-	-	-
III	13	1	-	3	44	5	66
Всего	18	1	1	5	56	10	91

Всего с начала разработки на месторождении проведено 91 исследований простых и сложных ГДИС, в том числе 18 исследований КВД, 1 исследование КВУ, 1 исследование КПД, 5 исследований МУО, 56 прямых замера пластового и 10 замеров забойного давлений.

Геофизические методы исследования по контролю за разработкой

Согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [7] и проектному документу предусмотрено проведение комплекса ГИС в открытом стволе в новых скважинах, определение профиля притока и поглощения, контроль качества цементирования обсадных колонн, контроль технического состояния скважин и скважинного оборудования, определение текущего положения ГНК и ВНК.

Согласно проектным показателям за анализируемый период ввод из бурения новых скважин не предусмотрен, по факту новые добывающие скважины не пробурены, переводы скважин под закачку воды не осуществлено по причине того, что проектом данные мероприятия не были предусмотрены. Из проектных решений действующего «Анализа разработки ...» отмечается выполнение ввода из наблюдательного фонда скважин №№29, 37 в 2025 согласно проекту.

Из-за отсутствия ввода новых скважин программа промыслово-геофизических исследований на месторождении Аксай Южный не были выполнены.

Контроль за физико-химическими свойствами нефти и газа

Для уточнения физико-химических свойств пластовой нефти продуктивных горизонтов за отчетный период новые пробы не отобраны.

Состав и свойства растворенного газа по обоим поднятиям схожи в пределах горизонтов М-I и М-II-4 и классифицируется как высокожирный, низкоуглекислый и низкоазотный.

Исследования керна

За отчетный период на месторождении Аксай Южный ввода новых скважин не было. Соответственно отбор керна не производилось.

8.2. Рекомендуемые мероприятия по контролю за разработкой месторождения

В процессе разработки месторождения необходимо осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки, получение информации, необходимой для оптимизации осуществляемых процессов разработки и проектирования мероприятий по их усовершенствованию.

В рамках реализуемого проекта для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Аксай Южный предлагается проводить следующие основные виды исследований:

- Промысловые исследования;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Гидродинамические исследования пластов и скважин;

➤ Физико-химические исследования свойств конденсата и газа.

Виды исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения Аксай Южный определены на основании «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [2].

На всех разрабатываемых объектах должны проводиться исследования с целью контроля разработки в соответствии обязательными комплексами исследований, учитывающими специфику геолого-физических свойств месторождения и особенности применяемой системы разработки.

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования рекомендуется проводить в действующих добывающих, нагнетательных с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация, до и после мероприятия.

Постоянный учет продукции

Замеры дебитов газа, конденсата должны осуществляться тестовыми сепараторами или мультифазными счетчиками, подключаемыми индивидуально к каждой скважине не реже 1 раза в неделю. Рекомендуется проведение тестовых замеров продукции до и после проведения мероприятия по скважинам, на которых проводились смена оборудования или режима, геолого-технические мероприятия (обработка призабойной зоны, гидроразрыв, изоляционные работы и др.).

Учет добычи газа должен отражать не только добычу утилизированного газа, но и потери его при исследованиях скважин, различных продувках, а также при аварийном фонтанировании. Эти и другие возможные потери обязательно должны быть отражены в балансе запасов, выполняемых недропользователями.

Если до начала эксплуатации произошли значительные потери газа, то для их оценки необходимо измерить пластовое давление на площади во всех имеющихся скважинах. Результаты оценки следует внести в баланс запасов с объяснением причин потерь.

Два раза в год выполняются исследования каждой скважины по определению содержания конденсата при рабочих условиях, в том числе при низкотемпературной сепарации, определяется содержание сырого и стабильного конденсатов. На основе этих исследований должна быть графически выражена зависимость: пластовое давление - содержание конденсата.

С той же периодичностью должны определяться основные физико-химические свойства стабильного конденсата для получения графической зависимости: пластовое

давление - удельный и молекулярный вес конденсата.

Необходимо вести контроль конденсатно-газового фактора для выявления возможного скопления конденсата на забое. Выпадение конденсата на забое может характеризоваться снижением притока флюида в скважину за счёт увеличения противодействия на пласт.

В этом случае рекомендуется:

- минимизация потерь конденсата установлением режимов с изменением компоновки подземного оборудования;
- удаление жидкости с забоя (конденсата) с применением гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ).

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам и приемистости по нагнетательным скважинам

В целях контроля разработки информация о дебитах должна поступать систематически.

Измерение изменения дебитов должно проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

Определение обводненности продукции добывающих скважин

Замер обводненности скважин должен проводиться не реже 1 раза в неделю.

По каждой обводнившейся газовой скважине следует провести исследования по установлению причин обводнения. Контроль за вторжением пластовых вод в залежь в процессе разработки осуществляется гидрохимическими, промыслово-геофизическими и гидродинамическими методами. Гидрохимические методы оперативного контроля требуют систематического наблюдения за изменением содержания характерных ионов в выносимых водах по всему фонду эксплуатационных скважин. Ионы, характерные для контроля по различным отложениям и районам, определяются опытным путем. Пробы воды следует отбирать ежеквартально (на экспресс-анализ), а в скважинах с начальными признаками обводнения - ежемесячно (на полный анализ).

Промыслово-геофизические методы контроля осуществляются специальными методами радиоактивного каротажа, которые фиксируют подъем газоводяного контакта в эксплуатационных и наблюдательных скважинах. Периодичность исследований определяется конкретными условиями, но должна проводиться не реже 1-2 раза в год.

Газогидродинамический мониторинг свойств пласта

Контроль разработки месторождения предусматривает следующий минимальный комплекс исследований:

- систематическое определение пластового, забойного и устьевого давлений по

всему фонду эксплуатационных скважин;

- оценку продуктивности и добывных возможностей эксплуатационных скважин;
- проведение комплекса геофизических и гидрохимических исследований, а также контроль содержания сероводорода в добываемой продукции;
- проведение комплекса газодинамических исследований и газоконденсатной характеристики.

Газогидродинамические методы позволяют осуществлять контроль:

- энергетического состояния залежей (замеры устьевого, забойного и пластового давлений);
- газо-/гидродинамических параметров продуктивных пластов (проводимость, пьезопроводность, проницаемость, коэффициенты фильтрационных сопротивлений для газоконденсатных залежей, депрессии на пласт);
- газоконденсатной характеристики для газоконденсатных залежей.

Комплекс газодинамических исследований предусматривает проведение исследований при стационарных и нестационарных режимах фильтрации.

При исследовании на стационарных режимах фильтрации скважина отрабатывается на нескольких режимах при изменении диаметра штуцера (диафрагмы) с определением параметров работы на каждом режиме: забойных (давление, температура), устьевых, давления и температуры на ДИКТе, равномерности распределения фаз по стволу скважины, дебита пластового газа.

При исследовании на нестационарных режимах фильтрации для оценки истинного скин-фактора производится регистрация кривой стабилизации забойного давления (КСД) на каждом режиме. Для определения параметров пласта производится регистрация кривой восстановления давления (КВД).

Для уточнения газоконденсатной характеристики продуктивных пластов выполняются промысловые газоконденсатные исследования (ГКИ) на одном или нескольких стационарных режимах. Пластовый газ с помощью газосепаратора разделяется на две фазы – газ и жидкость. Производится замер каждой фазы, отбираются пробы каждой фазы, определяется обводненность продукции скважины.

Газоконденсатные исследования могут проводиться, как традиционным методом с применением обычных измерительных газосепараторов, так и с применением современных газоконденсатных установок, оборудованных высокоточными расходомерами (по газу и жидкости), что позволяет работать в сборный шлейф без потерь (без сжигания газа). Результаты промысловых ГКИ являются исходными данными для аналитическо-лабораторных исследований.

Газо- и гидродинамические методы исследований подразделяются на первичные, текущие и специальные. Первичные исследования обязательны во всех добывающих скважинах, вводимых в эксплуатацию. При первичных исследованиях определяются статическое давление на устье, пластовое давление, забойное давление на различных режимах работы скважины, дебит скважины и т.д.

Текущие исследования должны проводиться во всех добывающих скважинах с целью установления оптимального технологического режима работы и проверки параметров призабойной зоны пласта. Полученные данные будут использоваться для определения мероприятий по увеличению дебитов скважин, построения карт изобар в зонах отбора, уточнения текущих запасов газа, контроля и регулирования системы разработки залежей.

Контроль за разработкой осуществляется по следующим текущим параметрам:

- условно-статическое пластовое давление;
- текущее забойное давление, температура и дебит добывающей скважины;
- коэффициенты фильтрационного сопротивления призабойной зоны эксплуатационной скважины;
- коэффициенты проницаемости, толщины газонасыщенных интервалов;
- приведенный радиус скважины;
- количественное соотношение жидкой фазы и мехпримесей в потоке газа;
- коэффициенты гидравлического сопротивления лифтовых труб, фонтанной арматуры скважины и выкидных линий.

Специальные исследования по контролю разработки газоконденсатных залежей при наличии токсичных и коррозионно-активных компонентов должны включать следующие виды работ:

- контроль за перетоками газа в вышележащие горизонты по некачественному цементному камню;
- контроль за межколонными проявлениями;
- контроль за содержанием сероводорода в добываемой продукции;
- выявление интервалов образования гидратов в скважинах и выкидных линиях.

Мониторинг физико-химических свойств флюидов

Мониторинг физико-химических свойств флюидов предусматривает изучение физико-химической характеристики пластового флюида, исследования свойств жидкости и газа в поверхностных условиях, а также товарной характеристики (количество парообразной влаги, конденсата, агрессивных компонентов в виде сероводорода,

углекислоты, органических кислот и так далее). Для этой цели необходимо провести отбор и исследования глубинных, рекомбинированных и поверхностных проб.

Отбор проб пластового флюида должны начинаться после окончания бурения, а также в период эксплуатации скважины в начальном периоде и должны проводиться по мере необходимости. Поверхностные пробы отбираются из устья скважин, а также из сепаратора.

Перед началом всех промысловых работ по отбору глубинных и рекомбинированных проб необходимо подготовить скважину и промыслового сепаратора согласно регламенту отбора проб. Соблюдение требований регламента необходимо для отбора представительных проб.

Отбор проб пластового флюида

Для контроля качества, а также для сопоставления результатов исследования необходимо провести отбор не менее двух параллельных образцов. После отбора проб глубинные пробоотборники в промысловых условиях должны проверяться на герметичность.

Перед отбором образцов конденсата и газа из промыслового сепаратора необходимо заранее подготовить промысловый сепаратор согласно регламенту. На выходе из сепаратора отобрать пробы газовой фазы и насыщенной УВ жидкой фазы. При этом необходимо достоверно замерить реальный конденсатно-газовый фактор скважины, так как этот параметр является основной для рекомбинации образцов газа и конденсата в лабораторном условии. После доставки проб в лабораторию, необходимо еще раз проверить проб на представительность.

Перечень необходимых исследований для газоконденсатных проб:

- контактная конденсация при постоянной массе (CMD);
- дифференциальная конденсация (CVD)

с целью определением нижеследующих параметров пластового газа:

- Давление начала конденсации, МПа;
- Потенциальное содержание конденсации, г/м³;
- Коэффициент пластового объема газа;
- Плотность газа при пластовых условиях, г/см³;
- Компонентный состав газа по каждой ступени разгазирования;
- Состав конденсата и состав пластового газа.

Отбор проб поверхностного флюида

Для исследования свойств флюида в поверхностных условиях необходимо провести отбор поверхностных проб газа. Пробы газоконденсата должны отбираться после

сепарации и дегазации емкостью, достаточной для проведения полного комплекса исследований в лабораторных условиях.

По пробам стабильного конденсата рекомендуется проводить нижеследующие исследования:

- Замер плотности при стандартной температуре;
- Определение кинематической вязкости при различных температурах;
- Определение состава (содержание смол силикагелевых, асфальтенов, парафина, воды, мехпримесей, хлористых солей, сероводорода);
- Определение температуры застывания, вспышки и плавления парафина;
- Фракционный состав;
- Разгонки по истинным температурам кипения.

По пробам пластовой воды необходимо провести исследования по определению химического состава воды и минерализации.

Промыслово-геофизические исследования скважин

Геофизические исследования в обсаженной скважине

Во всех скважинах после обсадки колонной проводятся замеры АКЦ для оценки качества цементационного раствора и высоты подъема цемента.

Основными задачами методов ГИС при контроле за разработкой в обсаженных скважинах являются:

- определение профиля притока пластов, вскрытых перфорацией в добывающих скважинах;
- определение профиля поглощения в нагнетательных скважинах;
- определение состава притока;
- определение источника обводнения пластов;
- контроль положения ГВК, оценка изменения газонасыщенности и обводнения пластов в процессе разработки;
- определение текущего насыщения неперфорированных газонасыщенных пластов, определение коэффициента остаточной газонасыщенности;
- определение пластовой температуры;
- определение пластовых и забойных давлений;
- определение межпластовых и заколонных перетоков;
- оценка технического состояния скважин: определение целостности обсадной колонны, НКТ, герметичности затрубного пространства, состояния забоя.

В скважинах для привязки методов ГИС-контроля к разрезу следует выполнять магнитную локацию муфта (ЛМ) и гамма-каротаж (ГК). Запись ЛМ используется для

определения элементов подземного оборудования: башмака НКТ, положение пакеров, муфт колонны, а также для контроля привязки.

Добывающие скважины

В добывающих скважинах с целью определения профиля притока, дифференциальных дебитов выполняется механическая расходометрия (РГД) в различных режимах протяжки (непрерывном, поточенном).

Для выявления интервалов притока и перетоков могут применяться следующие методы:

- высокочувствительная термометрия (ВТ);
- механическая расходометрия (РГД);
- барометрия/манометрия (МН);
- Изучение состава флюида, поступающего в скважину, выполняется методами:
- влагометрия/диэлькометрия (ВГД);

Для определения текущей насыщенности пластов используется метод импульсного нейтронного каротажа – ИННК.

Нейтронные методы, использующие импульсные источники нейтронов (ИННК), применяются для определения положения ГВК, а также для оценки газонасыщенности продуктивных пластов в неперфорированных интервалах; оценки остаточной газонасыщенности; определения границ интервалов обводнения высокоминерализованными водами в разрабатываемых интервалах. Для решения этих задач необходимо проведение повторных либо многократных исследований через определенные промежутки времени, зависящие от интенсивности наблюдаемых процессов.

Техническое состояние скважин

Неотъемлемой частью контроля за разработкой месторождения является контроль за техническим состоянием скважин, в задачу которого входит выявление нарушений герметичности обсадной колонны и оценка качества цементации (АКЦ). Изучение технического состояния скважин осуществляется на всех этапах их строительства и эксплуатации.

Для изучения технического состояния обсадных колонн с помощью технологии закачки используется комплекс, аналогичный тому, который применяется для определения профиля притока/приемистости, включающий ЛМ, ВТ, МН, ВЛГ, РГД.

Помимо указанных методов применяются методы оценки степени износа обсадных колонн:

- электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия (ЭМДС);
- трубная скважинная профилометрия (ПТС).

Для оценки качества сцепления цементного камня с колонной и с породой, определения качества цементного кольца за колонной, определения наличия каналов и зазоров в цементном камне используются:

- акустическая цементометрия интегральная (АКЦ);
- (акустическая/ультразвуковая цементометрия сканирующими приборами) (АКЦ-сканер)
- термометрия (ОЦК)

Таблица 8.2.1 - Рекомендуемый комплекс исследований по контролю за разработкой

№№	Виды исследований	Категории и виды скважин
		Добывающие
1.	Замер дебитов газа, конденсата, воды, буферного и затрубного давления;	во всех вновь пробур. скважинах и при ГТМ. По действующим скважинам: 1 раз в месяц
2.	Определение обводненности продукции добывающих скважин;	во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ разовые исследования. По действующим скважинам: 1 раз в месяц
3.	Замер конденратно-газового фактора	По действующим скважинам: при $R_{пл} > R_{кон}$ – 1 раз в год при $R_{пл} < R_{кон}$ – 1 раз в месяц
4.	Дебитометрия (PLT);	При проведении ГТМ. По мере необходимости
5.	Забойное давление ($P_{заб}$)	во всех вновь пробур. скважинах и при ГТМ. По действующим скважинам: 1 раз в год
6.	Пластовое давление ($P_{пл}$)	во всех вновь пробур. скважинах и при ГТМ. По действующим скважинам: 2 раз в год
7.	Геофизические исследования скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах
8.	Исследования на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации	во всех вновь пробур. скважинах и при ГТМ. По действующим скважинам: 1 раз в год
9.	Отбор глубинных проб на определение газоконденсатности;	По мере необходимости
10.	Проведение исследований КВД и МУО (с определением фильтрационных коэффициентов А и В);	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах. По мере необходимости

9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана недр и окружающей среды» к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Аксай Южный» выполнена Службой экологии Атырауского Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим Государственную лицензию №03042Р от 07.04.2026г, на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК №400-VI ЗРК от 02.01.2021 г;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК №280 от 30.07.2021 г об утверждении «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» (с изменениями и дополнениями от 26.10.2021г).

9.1. Климатические условия расположения месторождения

В климатическом отношении район работ относится к зоне сухих степей и полупустынь. Климат резко континентальный с сухим жарким летом и холодной зимой. Самыми холодными месяцами являются январь и февраль, самым жарким месяцем является июль. Снеговой покров обычно ложится в середине ноября и сохраняется до конца марта. Характерной особенностью климата района являются сильные ветры, преимущественно восточного направления, вызывающие в зимний период снежные бураны, а летом - песок и пыль, образующие песчаные бури.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики по Кызылординской области представлены метеорологические данные по метеостанции.

Таблица 9.1.1 – Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль)	-7,3
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль)	+37,1
Количество осадков за год (теплый период) мм	24,9
Количество осадков за год (холодный период) мм	80,2
Среднее число дней с пыльной бурей, дней	11

Таблица 9.1.2 – Средняя месячная и годовая температура воздуха (°C)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-3,2	-1,8	6,5	18,6	24,9	28,3	30,3	26,9	19,3	11,4	4,8	-1,9	13,7

Таблица 9.1.3 – Средние месячные и среднее годовые скорости ветра (м/с)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
2,1	1,6	2,7	2,4	2,7	1,9	2,6	2,3	2,3	2,2	0,9	1,6	2,1

Таблица 9.1.4 – Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
12	25	23	5	6	7	10	13	35

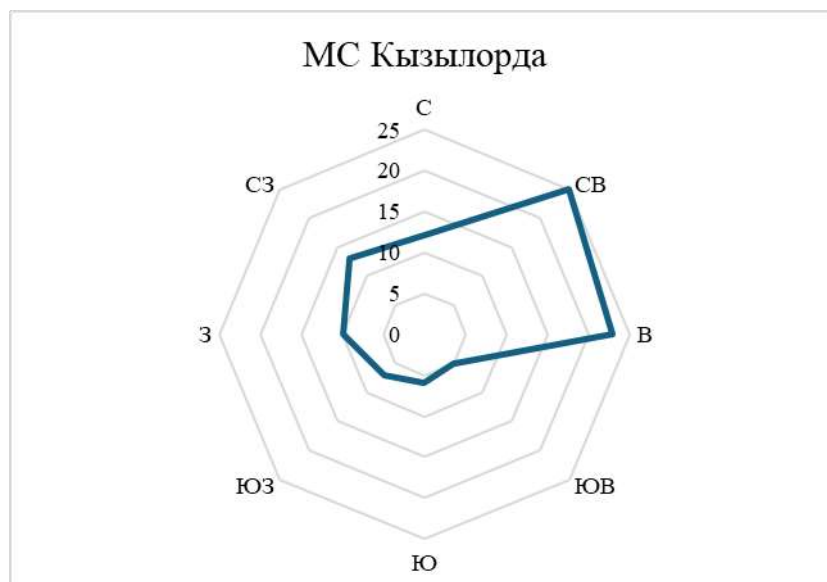


Рис. 9.1 – Роза ветров

9.2. Организация контроля над выбросами

В рамках программы ПЭК выполнялся экологический мониторинг, результаты анализов которого приводятся в отчетах по производственному экологическому контролю на месторождении Аксай Южный ТОО СП «Казгермунай». Контроль осуществляется за следующими компонентами окружающей среды:

- атмосферный воздух;
- подземные и поверхностные воды;
- почвенный покров;

Наблюдения за качеством атмосферного воздуха проводились в фиксированных точках зоны влияния предприятия по следующим загрязняющим веществам: диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, диоксид серы, метан, сажа.

Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны на месторождении Аксай Южный в 2025, представлены в таблице 9.2.1.

Таблица 9.2.1 – Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2025г

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Норма ПДК м.р. мг/м ³	Фактическая концентрация за 2025 год				Наличие превышения ПДК
			I кв	II кв	III кв	IV кв	
1	2	3	4	5	6	7	8
Граница СЗЗ 1	Азота диоксид	0,2	0,00318	0,00317	0,00317	0,00318	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00391	0,0039	0,0039	0,00391	не превышает
	Сажа	0,15	0,002891	0,002891	0,00145	0,00146	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,00146	0,00145	0,0011	0,0012	не превышает

	Оксид углерода	5,0	0,00513	0,00512	0,002891	0,00281	не превышает
	Сероводород	0,008	0,0012	0,0011	0,00512	0,00514	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	5	4	4	4	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	5	4	4	6	не превышает
Граница СЗЗ 2	Азота диоксид	0,2	0,00317	0,00316	0,00316	0,00318	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00396	0,00395	0,00395	0,00396	не превышает
	Сажа	0,15	0,00288	0,00287	0,00143	0,00144	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,00143	0,00143	0,00123	0,00125	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,00513	0,00512	0,00287	0,00288	не превышает
	Сероводород	0,008	0,00124	0,00123	0,00512	0,00513	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	3	2	2	3	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	6	5	5	7	не превышает
Граница СЗЗ 3	Азота диоксид	0,2	0,00325	0,00324	0,00328	0,00329	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00396	0,00395	0,00397	0,00396	не превышает
	Сажа	0,15	0,00289	0,002891	0,00149	0,00151	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,00141	0,0014	0,0016	0,0017	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,00513	0,00512	0,00241	0,00242	не превышает
	Сероводород	0,008	0,0012	0,0011	0,00312	0,00314	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	5	4	3	4	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	8	6	5	-	не превышает
Граница СЗЗ 4	Азота диоксид	0,2	0,0031	0,003107	0,00311	0,00313	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00396	0,00395	0,00348	0,00349	не превышает
	Сажа	0,15	0,00289	0,002891	0,00147	0,00148	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,00143	0,00143	0,0016	0,0017	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,00513	0,00512	0,00246	0,00248	не превышает
	Сероводород	0,008	0,0012	0,0011	0,00504	0,00505	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	5	4	3	4	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	7	6	6	9	не превышает

Вывод: анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ месторождения Аксай Южный показал, что концентрации ЗВ находились в допустимых пределах и не превышали санитарно-гигиенические нормы

предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.), установленных для населенных мест.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100 % контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.
- проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

9.3. Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

Согласно «санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» утвержденный правительством РК от 11 января 2022 года № кр дсм-2 размер санитарно-защитной зоны для месторождения Аксай Южный составляет 1000м.

Согласно санитарной классификации объекта по добыче и разведке нефти относится к 1-ой категории опасности (Экологический кодекс РК). Уточнение размеров санитарно-защитной зоны проводилось с учетом среднегодовой розы ветров для каждого направления ветра.

Размер СЗЗ вычисляется по формуле: $I_m = I_0 * P/P_0$, где

I_0 – расчетный размер участка, где концентрация вредных веществ не превышает ПДК; $I_0 = 1000$ м;

P – среднегодовая повторяемость направлений ветра рассматриваемого румба, %; P_0 – повторяемость направлений ветра одного румба при круговой розе ветров, %. При восьми румбовой розе ветров: $P_0 = 100/8 = 12,5$ %.

По данным метеостанции повторяемость ветра и штилей указаны ниже в таблице.

Размеры СЗЗ приведены в таблице 9.3.1

Таблица 9.3.1 - Размеры СЗЗ

Источник	Параметры	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
----------	-----------	---	----	---	----	---	----	---	----

Месторождение Акса́й Южный	P, %	12	25	23	5	6	7	10	13
	P/P ₀	0,96	2	1,84	0,4	0,48	0,56	0,8	1,04
	I _m , м	960	2000	1840	400	480	560	800	1040

Концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ и на территории близлежащего населенного пункта ниже нормативных требований к предельно - допустимым концентрациям населенных мест.

9.4. Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Гидрографическая сеть в районе месторождения Аксай Южный не развита. Местами заметны слабо выраженные русла временных водотоков, образованные во время таяния снега или выпадения ливневых дождей.

Дно понижения солончака Арыс, расположенного восточнее месторождения, весной покрыто водой, летом сохраняется грязь и территория его практически непроходима для автотранспорта.

Небольшие разливы приурочены к редким самоизливающимся артезианским скважинам. Такие источники воды используются чабанскими хозяйствами в качестве участков отгонного животноводства.

Рассматриваемая территория в структурно-гидрогеологическом плане является частью Тургайского артезианского бассейна и представляет собой депрессионную зону, выполненную мощными осадочными толщами.

В соответствии с геологическими и гидродинамическими данными, здесь выделяются следующие водоносные горизонты и комплексы.

1. Водоносный горизонт эоловых четвертичных отложений.
2. Водоносный горизонт четвертичных делювиально-пролювиальных отложений.
3. Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений.
4. Воды спорадического распространения эоценовых отложений.
5. Водоносный комплекс верхнетурон-сенонских отложений.
6. Водоносный комплекс нерасчлененных альб-сеноманских отложений.

Водоносный горизонт эоловых четвертичных отложений – (VQ) связан с массивами песков Арыскуп (северная часть) и Мойынкум (южное окончание). Водовмещающими породами являются преимущественно мелкозернистые пески, в подошве которых залегают глинистые породы более древнего возраста – неогена или палеогена.

Водоносный горизонт делювиально-пролювиальный четвертичных отложений – (LpQ). Водовмещающие породы представлены линзами разнородных песков. Мощность обводненной части до 2 м. Глубина залегания воды 0,5-1,5 м. Дебиты колодцев незначительные, химический состав подземных вод пестрый. Обычно не используется.

Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений (N23) сравнительно широко распространен на плато Сарылан. Породами горизонта являются пески нередко с гравием и галькой, песчаниками и гравелитами. Большинство участков этих отложений хорошо дренировано и поэтому значительные площади плато являются практически безводными.

Воды спорадического распространения эоценовых отложений (P2) известны на восточном обрамлении песчаного массива Арыскуп и солончака Арыс. Водовмещающими служат мелкозернистые кварцевые пески, тасаранской свиты, переслаиваемые глинистыми песками и глинами.

Водоносный комплекс верхнетурон – сенонских отложений (K2t2+sn) наиболее перспективен для использования в народном хозяйстве. Повсеместно водоносные отложения этого комплекса подстилаются глинистой пачкой нижнего турона и перекрываются глинами эоцена. Верхняя (сенонская) часть разреза сложена прибрежно-морскими отложениями, а нижняя (верхнетуронская) – пестроцветными песчано-алевритоглинистыми породами континентального генезиса.

Водоносный комплекс ниже- и верхнемеловых альб-сеноманских отложений (K,al-K2s) вскрывается в зоне субширотных разрывных нарушений. Первый водоносный горизонт залегает в интервале 275-350 м, местами отмечается самоизлив. Дебит 0,3 л/с при понижении 0,3 м. Минерализация около 1,7 г/л. Второй водоносный горизонт вскрывается на глубинах 505-565 м. Пьезометрический уровень устанавливается на глубине 20 м. Дебит 1 л/с при понижении 8,6 м. Минерализация воды 1,2 г/л. Химический состав хлоридно-натриевый. Температура вод этого комплекса составляет от 120 до 740С.

Водопотребление и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Постановлением Правительства РК №209 от 16.03.2015г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» [6].

Водоснабжение питьевой и технической водой месторождения Аксай Южный осуществляется согласно договору со специализированными организациями; образующиеся в процессе жизнедеятельности персонала сточные воды вывозятся также специализированной организацией.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территорий от негативного воздействия объектов производства рекомендуется выполнение следующих мероприятий:

- с целью контроля над расходом питьевой воды должны быть предусмотрены водомерные устройства;
- обваловка и бетонирование площадок;
- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- создание герметизированной системы сбора, очистки и утилизации всех промышленных стоков;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений;
- недопущение грубых нарушений технологии добычи, переработки и системы распределения нефти и нефтепродуктов, которые могут привести к загрязнению поверхностных и подземных вод;
- 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;
- обязательно должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

9.5. Производственные отходы предприятия

В процессе строительства и эксплуатации скважин образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Отходы оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Все производственные и твердо-бытовые отходы месторождения собираются в специальных емкостях и вывозятся на полигон согласно договору со специализированной организацией.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;

- ТБО;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;

При эксплуатации месторождения являются:

- металлолом;
- ТБО;
- Промасленная ветошь;
- Огарки сварочных электродов;

9.6. Охрана недр

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности и так далее. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Факторами воздействия на геологическую среду при осуществлении проекта являются следующие виды работ:

- строительство и обустройство скважин;
- движение транспорта;
- проявление пластовых флюидов в межколонных пространствах.

Влияние движения автотранспорта при производстве планируемых работ состоит в нарушении почвообразующего субстрата, воздействии на рельеф, загрязнении почв при аварийных разливах ГСМ и другими нефтепродуктами.

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе проведения работ не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия. Рассмотрим влияние передвижения автотранспорта по территории работ на геологическую среду. Воздействие автотранспорта на геологическую среду преимущественно затрагивает почвенно-растительный слой и почвообразующий субстрат. Интенсивность воздействия зависит от особенностей ландшафта. Степень устойчивости почвообразующего субстрата обуславливает интенсивность проявлений процессов дефляции и водной эрозии.

Обследование аналогичных территории, показало, что в пределах равнинных массивов более легкого состава глубина вреза колеи достигает 40 см, по обе стороны дороги наблюдается нарушение растительного покрова в радиусе 0,5-1,0 м.

Движение автотранспорта при проведении планируемых работ не вызовет необратимых последствий, так как проектируемые работы не усилят развития естественного процесса водной эрозии и дефляции.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

Общие меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- для предупреждения биогенной сульфатредукция необходима обработка закачиваемой воды реагентами, предотвращающими ее образование;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;
- стравливание давления для борьбы с межколонным давлением;
- закачивание тяжелой жидкости для борьбы с МКД;
- ведение постоянной работы по наблюдению и контролю за проявлениями МКД.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль за транспортными путями, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Радиационная обстановка

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г. №219-1 «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются [3];

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных

доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;

- принцип обоснования - запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;
- принцип оптимизации - поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации - форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к обеспечению радиационной безопасности», утвержденным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020 [7]. в производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;
- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Настоящий проект составлен на основе отчета «Пересчет запасов нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата месторождения Аксай Южный Кызылординской области Республики Казахстан» (по состоянию на 01.01.2026г.), который был утвержден в 2026г.

Согласно подпункту 3.4. Протокола ГКЗ РК №, недропользователю было рекомендовано:

- Продолжить проведение гидродинамических исследований скважин (МУО, КВД), в целях контроля за разработкой месторождения;
- Предусмотреть бурение оценочной скважины, с целью доразведки месторождения и перевода запасов категории C_2 в категорию C_1 ;
- Изучить вопрос перспективности нефтеносных отложений юрского комплекса;
- Предусмотреть отбор пластовых проб газа и конденсата по продуктивным горизонтам М-I, М-II-5, с выполнением газоконденсатных исследований.

11. ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Месторождение Аксай Южный на момент составления настоящего «Проекта разработки...», разрабатывается согласно дополнению №5 к Договору об основании и коммерческой деятельности совместного предприятия «Казгермунай» №39 от 28.05.1996г. заключённое 2 декабря 2015 года. Срок завершения контракта на недропользование 2034 год.

Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя. Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании плана ликвидационных работ. Стоимость работ 1 бригады/час составляет 71084 тенге. На 2041г ликвидации подлежат 13 скважин, из них 10 добывающих скважин, 2 скважины в консервации и 1 скважина в наблюдательном фонде.

Таблица 11.1 – Расчёт стоимости ликвидации скважин

Объект ликвидации	Продолжительность ликвидационных работ на 1 скважину, ч	Количество скважин	Стоимость работы 1 бригада/часа, тенге	Общая стоимость, тенге
Ликвидация скважин	132	13	71 084	121 980 144

В разряд работ по ликвидации последствий деятельности подпадают также работы по установке реперов с тумбами. По месторождению Аксай необходимо установить 61 ед.

репера с тумбой по второму варианту. Стоимость ликвидации 1 репер тумбы составила **419 322 тенге**, в таблице П.12.3 предоставлена сметная стоимость репер тумбы. Таким образом затраты на установку реперов с тумбами составят:

$$419\,322 \text{ тенге} * 13 \text{ ед.} = \mathbf{5\,451\,186 \text{ тенге.}}$$

Стоимость ликвидации объектов, оборудования составила **85 170 585 тенге**, (в таблице П.11.1 и П.11.2 предоставлены сметные расчеты).

Таблица 11.2 – Список ликвидируемых объектов

№п/п	Виды объектов ликвидации	Ед.изм	Кол-во
	Демонтаж промышленного оборудования (УДНГ)		
1	Автоматизированная групповая замерная установка АГЗУ "ОЗНА - массмер" с блоком автоматики	шт/тн	2
2	Демонтаж ограждения АГЗУ	шт/м2	2
3	Демонтаж прожекторной мачты освещения	шт/тн	4
4	Емкость подземная дренажная ЕП-8-2000-1300	шт	2
5	Агрегат электронасосный полупогружной герметичный с магнитной муфтой НЦСГ-Е-8-60-ПЗ, К-Ш-УХЛ2	шт	1
	Демонтаж трубопроводов		
6	Демонтаж выкидных линий добывающих скважин Ø89мм из с/пластика	км	3,50
7	Демонтаж нефтепроводов (коллекторы нефти) Ø159х6 мм из с/пластика	км	6,32
8	Демонтаж выкидных линий газовых скважин Ø89мм из с/пластика	км	13,41
9	Демонтаж газопроводов (коллекторы газа) Ø219х8 мм из с/пластика	км	5,61
	Демонтаж сетей эл.передач		
10	Комплектные трансформаторные подстанции	шт	2
11	Электродвигатели 0,4кВ на скважинах	шт	14

Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 11.3 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Наименование	Стоимость, тенге	Количество	Общая стоимость, тенге
Затраты на ликвидацию скважин	9 383 088	13	121 980 144
Затраты на установку репер тумбы	419 322	13	5 451 186
Затраты на демонтаж оборудования			63 658 253
Рекультивация			21 512 332
ИТОГО			212 601 915
Затраты на организацию и управление строительством			15 308 652
Сметная прибыль 5%			4 390 544
Непредвиденные работы и затраты - 2%			2 009 585
на II квартал 2026 г., доля - 100 %, к - 1,0388			4 146 919
Итого с НДС			276 610 833
Накопленная сумма			54 036 340
Сумма к накоплению			222 574 493
Сумма с учетом инфляции			462 716 386
Накопленная добыча нефти за контрактный период			1421,77
Удельный норматив, тыс.м3/тенге			325,450

Согласно пункту 6 статьи 126 Кодекса, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море.

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемыми объемам добычи углеводородов.

В то же время, согласно пункту 3 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании», в части введения Кодекса в действие, пункт 8 статьи 126 Кодекса применяется к отношениям по разрешениям, лицензиям и контрактам на недропользование по углеводородам, выданным и заключенным до введения в действие настоящего Кодекса, по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего отчета расчет отчислений в ликвидационный фонд проведен начиная с 2026г до конца рентабельного периода на сумму ликвидационных отчислений для накопления.

Таблица 11.4 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд

Годы	Добыча газа, млн.м3	Удельный норматив, тыс.м3/тенге	Сумма к отчислению, тыс.тенге
2026	110	326,17	35 800,008
2027	101	326,17	32 810,098
2028	100	326,17	32 579,755
2029	112	326,17	36 415,345
2030	125	326,17	40 562,574
2031	140	326,17	45 711,505
2032	124	326,17	40 197,967
2033	112	326,17	36 446,581
2034	101	326,17	32 956,663
2035	89	326,17	28 922,046
2036	76	326,17	24 850,202
2037	65	326,17	21 079,293
2038	54	326,17	17 671,313
2039	45	326,17	14 660,762
2040	37	326,17	12 056,990
2041	31	326,17	9 995,284
Итого	1422		462716,386

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**а) Опубликованная литература:**

1. Правительство РК Кодекс РК «О недрах и недропользовании», утвержденный постановлением Правительства РК №125-VI от 27.12.2017г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.05.2018г);
2. Правительство РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденный приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239;
3. Правительство РК «Классификация запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа. (№283 от 27.10.2005 г. с изменениями и дополнениями от 30.10.2009 г.)»;
4. Правительство РК «Требования к содержанию и объему геолого-геофизических материалов по подсчету запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов, представляемых на государственную экспертизу» (№54-П от 08.07.2009 г.);
5. Правительство РК «Единая методика расчета организациями местного содержания при закупке товаров, работ и услуг», утвержденная приказом Министра по инвестициям и развитию РК №260 от 20.04.2018г;
6. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. М. Недра, 1985 г.
7. Правительство РК «Единые правила охраны недр при разработке месторождений твердых полезных ископаемых, нефти, газа, подземных вод в Республике Казахстан», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан от 03.04.2015г №190;
8. Правительство РК РД «Методические рекомендации по составлению проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений», г. Астана, 2018г.
9. Закиров С.Н.,
Лапук Б.Б. «Проектирование и разработка газовых месторождений», г. Москва, «Недра», 1974г;
10. Вендельштейн Б.Ю,
Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. г. Москва, «Недра», 1978 г.
11. Бигараев А.Б.,
Филиппев Г.П. Особенности геологического строения и закономерности размещения залежей углеводородов в Арысском прогибе Южно-Торгайской впадины. Научно-технический журнал «Нефть и газ». – 2009. – №2. С 50-56.

12. Парагульгов Х.Х., Парагульгов Д.Х. Рифтогенез и нефтегазоносность Казахстана. Журнал Геология Казахстана. – 2001. – №3-4. С 102-122
13. Шарменов А.С., Бигараев А.Б. Геологическое строение и закономерности распространения месторождений в Арысском прогибе Южно-торгайского нефтегазоносного бассейна. Научно-технический журнал «Нефть и газ». – 2012. – №3. С 31-38.

б) Фондовая литература:

14. «Проект пробной эксплуатации месторождения Аксай», ЗАО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2001г;
15. «Отчёт по подсчёту запасов нефти и газа месторождения Аксай по состоянию изученности на 01.01.2003г», ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2003г;
16. «Авторский надзор за реализацией пробной эксплуатации месторождения Аксай», ЗАО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2003г;
17. «Авторский надзор за реализацией пробной эксплуатации месторождения Аксай», ЗАО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2004г;
18. «Авторский надзор за реализацией пробной эксплуатации месторождения Аксай», ЗАО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2005г;
19. «Подсчёт запасов нефти и газа месторождения Аксай по состоянию изученности на 02.01.2010г», АО «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, 2010г;
20. «Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Аксай» по состоянию на 01.01.2010г, АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2010г;
21. Дружинина О.Н., Асташкова О.Ф., Белько Л.Р. и др. «Технологическая схема разработки нефтяных залежей месторождения Аксай», АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2011г;
22. Асташкова О.Ф., Ахмедова Ж.А., Белько Л.Р. и др. «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки нефтяных залежей месторождения Аксай» (по состоянию на 01.10.2014г), АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2014г;
23. Асташкова О.Ф., Ахмедова Ж.А., Белько Л.Р. и др. «Авторский надзор за реализацией ОПЭ газоконденсатных залежей месторождения Аксай по состоянию на 01.10.2014г», АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2014г;
24. Белько Л.Р., Шефер В.Э., Чагай Н.В. и др. «Пересчет запасов нефти, газа и конденсата месторождений Аксай и Южный Аксай в Кызылординской области» (по состоянию на 02.01.2016г), АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2016г;

25. Пуписова Л.В., Чагай В.Г., Юсупова М.С. и др. «Проект промышленной разработки газоконденсатных залежей месторождения Южный Аксай», АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2018г
26. «Отчет о результатах обработки и интерпретации данных высокоразрешающих сейсморазведочных (ВРС) работ 3Д-МОГТ на месторождении Аксай Южный, переобработке и переинтерпретации сейсморазведочных данных 3Д-МОГТ на месторождениях Нуралы-Аксай за 2001г», ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan», г. Алматы, 2019-2020г;
27. Тұқпато́лла Д.С., Нұрсұлтанов Е.Ғ., Ашимов Ж.Е. и др. «Пересчет запасов нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата месторождения Аксай Южный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2021 г.), Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2021г;
28. Кекилбаева Г.Б., Кулшанова Л.Ш. и др. «Проект разработки газоконденсатного месторождения Аксай Южный», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2022г;
29. Нұрсұлтанов Е.Ғ., Тастанов Б.Б. и др. «Дополнение к проекту разработки газоконденсатного месторождения Аксай Южный», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2024 г;
30. Жаңбырбаев Н.Н., Тұқпато́лла Д.С. и др. «Анализ разработки газоконденсатного месторождения Аксай Южный», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2025 г;
31. Жаңбырбаев Н.Н., Тұқпато́лла Д.С. и др. «Пересчет запасов нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата месторождения Аксай Южный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 01.01.2026г.), Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2026г.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П. 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину		
									газа, тыс.м3/сут	конденсата, т/сут	жидкости, т/сут
2026	0	4	0	0	0	6,6	0	1	94,2	2,5	9,3
2027	0	4	0	0	0	6,6	0	1	90,9	2,5	10,1
2028	0	4	0	0	1	6,6	0	2	59,6	1,6	7,0
2029	0	4	0	0	0	6,6	0	2	49,3	1,3	6,2
2030	0	4	0	0	0	6,6	0	2	47,6	1,3	6,5
2031	0	4	1	0	0	6,6	0	3	44,9	1,2	5,9
2032	0	4	0	0	0	6,6	0	3	40,9	1,1	5,6
2033	0	4	0	0	0	6,6	0	3	37,1	1,0	5,2
2034	0	4	0	0	0	6,6	0	3	33,7	0,9	4,8
2035	0	4	0	0	0	6,6	0	3	30,3	0,8	4,5
2036	0	4	0	0	0	6,6	0	3	26,1	0,7	4,0
2037	0	4	0	0	0	6,6	0	3	22,2	0,6	3,5
2038	0	4	0	0	0	6,6	0	3	18,5	0,5	3,0
2039	0	4	0	0	0	6,6	0	3	15,1	0,4	2,6
2040	0	4	0	0	0	6,6	0	3	12,2	0,3	2,1

Таблица П. 4.1.2 - Характеристика основных технологических показателей I объекта. Вариант 1

Годы	Добыча газа, млн.м3	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м3	Отбор от НИЗ газа, %	КИГ, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Добыча конденсата, тыс.т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная		
2026	30,055	5,8	7,3	143,032	27,4	0,174	3,0	37,6	72,5	0,8	4,2	28,3	0,100
2027	30,122	5,8	7,9	173,155	33,1	0,211	3,4	40,9	75,8	0,8	5,0	33,8	0,120
2028	31,801	6,1	9,1	204,955	39,2	0,250	3,8	44,7	77,1	0,9	5,9	39,6	0,140
2029	32,401	6,2	10,2	237,356	45,4	0,289	4,1	48,8	78,6	0,9	6,7	45,5	0,161
2030	31,264	6,0	11,0	268,620	51,4	0,328	4,3	53,1	80,2	0,8	7,6	51,2	0,181
2031	36,908	7,1	14,5	305,528	58,5	0,373	4,9	57,9	79,5	1,0	8,6	58,0	0,205
2032	36,296	6,9	16,7	341,825	65,4	0,417	4,9	62,9	80,1	1,0	9,6	64,6	0,229
2033	34,432	6,6	19,1	376,257	72,0	0,459	4,8	67,7	80,8	0,9	10,5	70,9	0,251
2034	33,182	6,4	22,7	409,439	78,4	0,499	4,8	72,5	81,1	0,9	11,4	76,9	0,272
2035	29,838	5,7	26,4	439,277	84,1	0,536	4,4	76,9	81,8	0,8	12,2	82,4	0,292
2036	25,764	4,9	31,0	465,040	89,0	0,567	4,0	80,8	82,4	0,7	12,9	87,1	0,308
2037	21,854	4,2	38,0	486,894	93,2	0,594	3,5	84,3	83,0	0,6	13,5	91,0	0,322
2038	18,210	3,5	51,1	505,104	96,7	0,616	3,0	87,3	83,5	0,5	14,0	94,4	0,334
2039	14,907	2,9	85,7	520,011	99,5	0,634	2,5	89,8	84,0	0,4	14,4	97,1	0,344
2040	11,987	2,3	100,0	531,998	101,8	0,649	2,1	91,9	84,4	0,3	14,7	99,3	0,351

Таблица П. 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину		
									газа, тыс.м3/сут	конденсата, т/сут	жидкости, т/сут
2026	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	0	1	0,0	0	1	34,3	0,9	1,3
2030	0	0	1	0	0	0,0	0	2	33,1	0,9	1,5
2031	0	0	0	0	0	0,0	0	2	32,3	0,9	1,5
2032	0	0	0	0	0	0,0	0	2	29,9	0,8	1,6
2033	0	0	0	0	0	0,0	0	2	27,2	0,7	1,5
2034	0	0	0	0	0	0,0	0	2	24,3	0,7	1,5
2035	0	0	0	0	0	0,0	0	2	21,2	0,6	1,4
2036	0	0	0	0	0	0,0	0	2	18,1	0,5	1,2
2037	0	0	0	0	0	0,0	0	2	15,2	0,4	1,1
2038	0	0	0	0	0	0,0	0	2	12,5	0,3	0,9
2039	0	0	0	0	0	0,0	0	2	10,1	0,3	0,8
2040	0	0	0	0	0	0,0	0	2	8,0	0,2	0,6

Таблица П. 4.1.4 - Характеристика основных технологических показателей II объекта. Вариант 1

Годы	Добыча газа, млн.м3	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м3	Отбор от НИЗ газа, %	КИГ, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Добыча конденсата, тыс.т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная		
2026	0,000	-	-	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000
2027	0,000	-	-	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000
2028	0,000	-	-	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000
2029	4,131	1,6	1,6	4,131	1,6	0,012	0,2	0,2	30,0	0,1	0,1	1,7	0,006
2030	12,078	4,7	4,8	16,209	6,4	0,049	0,5	0,7	39,5	0,3	0,4	6,5	0,023
2031	20,024	7,9	8,4	36,233	14,2	0,109	1,0	1,7	43,7	0,5	1,0	14,6	0,051
2032	18,574	7,3	8,5	54,807	21,5	0,166	1,0	2,6	48,8	0,5	1,5	22,1	0,077
2033	16,888	6,6	8,4	71,695	28,1	0,217	1,0	3,6	52,6	0,5	1,9	28,9	0,101
2034	15,051	5,9	8,2	86,747	34,0	0,262	0,9	4,5	55,6	0,4	2,3	35,0	0,123
2035	13,149	5,2	7,8	99,896	39,2	0,302	0,8	5,4	58,1	0,4	2,7	40,3	0,141
2036	11,260	4,4	7,3	111,157	43,6	0,336	0,8	6,1	60,2	0,3	3,0	44,8	0,157
2037	9,452	3,7	6,6	120,609	47,3	0,364	0,7	6,8	62,1	0,3	3,3	48,6	0,170
2038	7,777	3,1	5,8	128,386	50,4	0,388	0,6	7,4	63,8	0,2	3,5	51,7	0,181
2039	6,273	2,5	5,0	134,658	52,8	0,407	0,5	7,9	65,3	0,2	3,6	54,3	0,190
2040	4,959	1,9	4,1	139,617	54,8	0,422	0,4	8,3	66,6	0,1	3,8	56,3	0,197

Таблица П. 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину		
									газа, тыс.м3/сут	конденсата, т/сут	жидкости, т/сут
2026	0	6	0	0	0	9,7	0	4	68,4	1,8	6,7
2027	0	6	0	0	0	9,7	0	4	64,0	1,7	6,9
2028	0	6	0	0	0	9,7	0	4	60,2	1,6	7,2
2029	0	6	0	0	1	9,7	0	5	55,4	1,5	6,8
2030	0	6	0	0	0	9,7	1	4	51,5	1,4	6,6
2031	0	6	0	0	0	9,7	1	3	48,9	1,3	6,5
2032	0	6	0	0	0	9,7	0	3	44,7	1,2	6,1
2033	0	6	0	0	0	9,7	0	3	39,0	1,1	5,6
2034	0	6	0	0	0	9,7	0	3	33,3	0,9	5,0
2035	0	6	0	0	0	9,7	0	3	27,8	0,8	4,4
2036	0	6	0	0	0	9,7	0	3	22,8	0,6	3,8
2037	0	6	0	0	0	9,7	0	3	18,3	0,5	3,2
2038	0	6	0	0	0	9,7	0	3	14,4	0,4	2,6
2039	0	6	0	0	0	9,7	0	3	11,1	0,3	2,1
2040	0	6	0	0	0	9,7	0	3	8,4	0,2	1,6

Таблица П. 4.1.6 - Характеристика основных технологических показателей III объекта. Вариант 1

Годы	Добыча газа, млн.м3	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м3	Отбор от НИЗ газа, %	КИГ, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Добыча конденсата, тыс.т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная		
2026	79,947	7,3	11,2	469,447	42,7	0,303	7,8	50,4	72,4	2,2	18,0	52,1	0,201
2027	70,692	6,4	11,2	540,139	49,1	0,349	7,7	58,0	75,1	1,9	19,9	57,6	0,222
2028	68,306	6,2	12,2	608,445	55,3	0,393	8,1	66,2	77,3	1,8	21,7	63,0	0,243
2029	72,825	6,6	14,8	681,270	61,9	0,440	8,9	75,0	77,8	2,0	23,7	68,7	0,265
2030	61,593	5,6	14,7	742,863	67,5	0,480	7,9	83,0	79,1	1,7	25,3	73,5	0,284
2031	50,822	4,6	14,2	793,684	72,1	0,512	6,7	89,7	79,6	1,4	26,7	77,5	0,299
2032	39,191	3,6	12,8	832,875	75,7	0,538	5,4	95,1	80,3	1,1	27,8	80,5	0,311
2033	34,139	3,1	12,8	867,015	78,8	0,560	4,9	100,0	81,3	0,9	28,7	83,2	0,321
2034	29,136	2,6	12,5	896,151	81,4	0,579	4,4	104,4	82,2	0,8	29,5	85,5	0,330
2035	24,357	2,2	11,9	920,508	83,6	0,594	3,9	108,3	83,0	0,7	30,1	87,4	0,337
2036	19,944	1,8	11,1	940,452	85,5	0,607	3,3	111,6	83,7	0,5	30,7	88,9	0,343
2037	15,999	1,5	10,0	956,451	86,9	0,617	2,8	114,4	84,4	0,4	31,1	90,2	0,348
2038	12,578	1,1	8,7	969,029	88,1	0,626	2,3	116,6	85,0	0,3	31,5	91,2	0,352
2039	9,695	0,9	7,4	978,724	88,9	0,632	1,8	118,4	85,6	0,3	31,7	91,9	0,355
2040	7,333	0,7	6,0	986,057	89,6	0,637	1,4	119,9	86,2	0,2	31,9	92,5	0,357

Таблица П. 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин месторождения. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину		
									газа, тыс.м3/сут	конденсата, т/сут	жидкости, т/сут
2026	0	10	0	0	0	16,3	0	5	74,0	2,0	7,2
2027	0	10	0	0	0	16,3	0	5	70,2	1,9	7,7
2028	0	10	0	0	1	16,3	0	6	60,0	1,6	7,1
2029	0	10	0	0	2	16,3	0	8	52,3	1,4	6,3
2030	0	10	1	0	0	16,3	0	8	47,3	1,3	5,7
2031	0	10	1	0	0	16,3	0	8	43,4	1,2	5,1
2032	0	10	0	0	0	16,3	0	8	39,5	1,1	4,7
2033	0	10	0	0	0	16,3	0	8	35,3	1,0	4,4
2034	0	10	0	0	0	16,3	0	8	31,2	0,8	4,1
2035	0	10	0	0	0	16,3	0	8	27,1	0,7	3,7
2036	0	10	0	0	0	16,3	0	8	23,0	0,6	3,2
2037	0	10	0	0	0	16,3	0	8	19,1	0,5	2,8
2038	0	10	0	0	0	16,3	0	8	15,5	0,4	2,4
2039	0	10	0	0	0	16,3	0	8	12,4	0,3	1,9
2040	0	10	0	0	0	16,3	0	8	9,8	0,3	1,6

Таблица П. 4.1.8 - Характеристика основных технологических показателей месторождения. Вариант 1

Годы	Добыча газа, млн.м3	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м3	Отбор от НИЗ газа, %	КИГ, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Добыча конденсата, тыс.т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная		
2026	110,001	5,9	8,0	612,479	32,6	0,227	10,8	88,0	72,4	3,0	22,2	39,6	0,147
2027	100,814	5,4	8,0	713,293	38,0	0,264	11,0	99,0	75,3	2,7	24,9	44,4	0,166
2028	100,107	5,3	8,6	813,400	43,3	0,301	11,9	110,9	77,3	2,7	27,6	49,3	0,184
2029	109,357	5,8	10,3	922,757	49,1	0,342	13,1	124,0	77,5	3,0	30,5	54,5	0,203
2030	104,935	5,6	11,0	1027,692	54,7	0,381	12,7	136,7	77,8	2,8	33,4	59,6	0,222
2031	107,754	5,7	12,7	1135,446	60,5	0,421	12,6	149,3	76,8	2,9	36,3	64,8	0,241
2032	94,061	5,0	12,7	1229,507	65,5	0,455	11,3	160,6	77,5	2,5	38,8	69,3	0,258
2033	85,459	4,6	13,2	1314,967	70,0	0,487	10,7	171,3	78,5	2,3	41,1	73,4	0,274
2034	77,370	4,1	13,7	1392,336	74,1	0,516	10,1	181,4	79,3	2,1	43,2	77,2	0,288
2035	67,344	3,6	13,9	1459,681	77,7	0,541	9,1	190,5	80,1	1,8	45,0	80,4	0,300
2036	56,968	3,0	13,6	1516,649	80,8	0,562	8,0	198,6	80,8	1,5	46,6	83,2	0,310
2037	47,305	2,5	13,1	1563,954	83,3	0,579	6,9	205,5	81,5	1,3	47,8	85,4	0,318
2038	38,565	2,1	12,3	1602,519	85,3	0,594	5,8	211,3	82,2	1,0	48,9	87,3	0,325
2039	30,875	1,6	11,2	1633,394	87,0	0,605	4,8	216,1	82,7	0,8	49,7	88,8	0,331
2040	24,279	1,3	9,9	1657,673	88,3	0,614	3,9	220,0	83,3	0,7	50,4	90,0	0,335

Таблица П. 4.2.1 - Капитальные вложения (Вариант 1)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)									
Перевод на другой горизонт	тыс.тг	33 778	-	-	-	-	16 889	16 889	-
Вывод из бездействия добывающих скважин	тыс.тг	13 392	-	-	6 696	6 696	-	-	-
Вывод из консервации добывающих	тыс.тг	17 610	-	-	-	17 610	-	-	
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	64 780	-	-	6 696	24 306	16 889	16 889	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	77 603	-	-	7 382	28 138	20 529	21 555	-

Таблица П. 4.2.2 - Бюджетная эффективность (Вариант 1)

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НДС (с выручки)	тыс.тг	5 732 724,74	418 908,25	383 922,28	381 226,96	457 271,25	483 531,87	520 760,11	477 854,46
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	155 394,93	4 307,09	4 622,86	6 113,09	8 709,74	9 145,23	9 602,49	10 082,62
Налог на имущество	тыс.тг	216 990,22	39 140,94	31 243,48	25 420,78	21 153,45	17 908,65	15 285,14	13 027,84
Прочие налоги	тыс.тг	21,98	1,02	1,07	1,12	1,18	1,24	1,30	1,37
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	238 863,53	17 454,51	15 996,76	15 884,46	19 052,97	20 147,16	21 698,34	19 910,60
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	6 533 838,44	503 096,84	463 595,41	462 537,16	575 875,71	618 436,21	674 902,96	602 492,77
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	8 352 182,75	537 052,52	518 885,20	554 664,28	803 187,73	914 566,20	1 005 709,99	909 665,24
Общие поступления Государству	тыс.тг	9 781 004,34	682 633,26	650 927,38	684 065,53	971 677,09	1 097 688,76	1 207 506,84	1 078 446,04
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	1 438 091,87	63 769,87	67 043,07	73 641,54	86 314,85	89 123,93	93 971,08	93 793,49
Возврат НДС Государством	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	11 219 096,21	746 403,13	717 970,45	757 707,07	1 057 991,94	1 186 812,69	1 301 477,93	1 172 239,53

Продолжение таблицы П. 4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	11	12	13	14	15	16		
НДС (с выручки)	тыс.тг	455 862,36	433 345,41	396 052,72	351 783,97	306 716,32	262 552,46	220 704,01	182 232,31
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	10 586,75	11 116,09	11 519,70	12 255,49	13 283,72	13 960,69	14 671,51	15 417,86
Налог на имущество	тыс.тг	11 031,72	9 369,09	7 974,57	6 798,90	5 803,98	4 959,69	4 241,73	3 630,26
Прочие налоги	тыс.тг	1,43	1,51	1,58	1,66	1,74	1,83	1,92	2,02
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	18 994,26	18 056,06	16 502,20	14 657,67	12 779,85	10 939,69	9 196,00	7 593,01
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	562 317,38	520 212,67	453 867,98	375 679,77	295 537,63	216 332,01	140 170,77	68 783,16
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	835 314,77	752 996,80	617 529,49	454 814,72	285 626,70	130 054,71	32 114,40	0,00
Общие поступления Государству	тыс.тг	983 560,03	879 641,67	712 611,97	513 785,68	307 746,82	115 006,48	-18 931,85	-85 361,37
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	96 954,97	100 361,52	103 513,21	106 654,62	109 994,02	113 599,69	117 528,64	121 827,37
Возврат НДС Государством	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	1 080 515,00	980 003,20	816 125,19	620 440,30	417 740,84	228 606,17	98 596,79	36 466,00

Таблица П. 4.2.3 - Производственный доход (Вариант 1)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Продажа продукции по направлениям										
Товарного газа										
на внутренний рынок	млн.м3	1 077,797	102,631	94,060	93,400	102,030	97,904	100,535	87,759	79,734
Товарного газа										
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	48 277,686	34 014,000	34 014,000	34 014,000	37 415,400	41 156,940	43 214,787	45 375,526	47 644,303
Производственная прибыль от реализации										
Товарного газа										
на внутренний рынок	тг тыс	47 772 706,164	3 490 902,083	3 199 352,359	3 176 891,342	3 810 593,762	4 029 432,228	4 339 667,593	3 982 120,518	3 798 852,987
Итоговый производственный доход	тг тыс	47 772 706,164	3 490 902,083	3 199 352,359	3 176 891,342	3 810 593,762	4 029 432,228	4 339 667,593	3 982 120,518	3 798 852,987

Продолжение таблицы П. 4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	12	13	14	15	16	17	18
Продажа продукции по направлениям								
Товарного газа								
на внутренний рынок	млн.м3	72,186	62,832	53,152	44,135	35,981	28,806	22,652
Товарного газа								
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	50 026,518	52 527,844	55 154,236	57 911,948	60 807,545	63 847,922	67 040,318
Производственная прибыль от реализации								
Товарного газа								
на внутренний рынок	тг тыс	3 611 211,778	3 300 439,294	2 931 533,093	2 555 969,330	2 187 937,140	1 839 200,069	1 518 602,589
Итоговый производственный доход	тг тыс	3 611 211,778	3 300 439,294	2 931 533,093	2 555 969,330	2 187 937,140	1 839 200,069	1 518 602,589

Таблица П.4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)									
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	1 308 041	93 907	90 367	94 219	108 072	108 887	117 403	107 608
Затраты на химреагенты	тыс.тг	589 049	27 298	28 663	30 096	31 601	33 181	34 840	36 582
Услуги пожарной охраны	тыс.тг	222 159	10 295	10 810	11 351	11 918	12 514	13 140	13 797
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	339 553	10 335	10 852	13 673	19 142	20 100	21 105	22 160
Транспортные расходы	тыс.тг	1 455 771	67 464	70 837	74 379	78 098	82 003	86 103	90 408
Аренда транспорта	тыс.тг	1 047 023	48 521	50 948	53 495	56 170	58 978	61 927	65 023
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	1 126 916	52 224	54 835	57 577	60 456	63 478	66 652	69 985
Услуги охраны	тыс.тг	2 117 041	64 436	67 658	85 249	119 349	125 317	131 583	138 162
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	49 200	1 498	1 572	1 981	2 774	2 912	3 058	3 211
Проекты отвода земель	тыс.тг	6 451	196	206	260	364	382	401	421
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	57 385	2 659	2 792	2 932	3 079	3 232	3 394	3 564
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	1 690 287	78 332	82 248	86 361	90 679	95 213	99 973	104 972
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг	61 069	1 859	1 952	2 459	3 443	3 615	3 796	3 985
Поверка и регулировка	тыс.тг	50 892	2 358	2 476	2 600	2 730	2 867	3 010	3 161
Содержание автодорог	тыс.тг	318 867	9 705	10 191	12 840	17 976	18 875	19 819	20 810
Расходы по ТБ и ООС	тыс.тг	135 231	4 116	4 322	5 446	7 624	8 005	8 405	8 825
Материалы	тыс.тг	201 032	14 433	13 888	14 481	16 610	16 735	18 044	16 538
Прочие расходы на персонал	тыс.тг	62 419	2 893	3 037	3 189	3 349	3 516	3 692	3 876
Расходы по страхованию	тыс.тг	184 222	8 537	8 964	9 412	9 883	10 377	10 896	11 441
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	469 509	21 758	22 846	23 988	25 188	26 447	27 769	29 158
Подземный ремонт скважин	тыс.тг	139 233	6 452	6 775	7 114	7 469	7 843	8 235	8 647
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	1 002 123	30 502	32 027	40 354	56 495	59 320	62 286	65 400
Затраты на обучение	тыс.тг	114 593	546	5 486	5 665	6 285	7 476	7 707	8 128
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	12 748 065,72	560 324,19	583 752,80	639 120,60	738 751,64	771 272,27	813 236,98	835 861,67
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	155 394,93	4 307,09	4 622,86	6 113,09	8 709,74	9 145,23	9 602,49	10 082,62
Налог на имущество	тыс.тг	216 990,22	39 140,94	31 243,48	25 420,78	21 153,45	17 908,65	15 285,14	13 027,84
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	21,98	1,02	1,07	1,12	1,18	1,24	1,30	1,37
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	238 863,53	17 454,51	15 996,76	15 884,46	19 052,97	20 147,16	21 698,34	19 910,60
Расходы на НИОКР	тыс.тг	114 230,87	183,13	5 485,82	5 665,11	6 284,93	7 476,43	7 707,15	8 127,95
Итого производственных затрат	тыс.тг	13 473 567,26	621 410,87	641 102,79	692 205,16	793 953,92	825 950,98	867 531,41	887 012,05
Административные расходы	тыс.тг	161 361,59	4 899,66	5 136,50	6 507,45	9 137,74	9 594,63	10 074,36	10 578,08
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	98 602,98	3 001,18	3 151,24	3 970,57	5 558,79	5 836,73	6 128,57	6 435,00
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	16 437,23	488,59	504,87	671,60	967,56	1 015,94	1 066,73	1 120,07
Другие административные расходы	тыс.тг	46 321,38	1 409,89	1 480,38	1 865,28	2 611,39	2 741,96	2 879,06	3 023,01
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	572 871,06	43 340,67	45 240,69	45 300,07	49 572,93	49 042,15	50 421,28	45 455,95
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	455 148,03	43 340,67	39 720,99	39 442,13	43 086,80	41 344,38	42 455,30	37 060,26
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	117 723,03	0,00	5 519,70	5 857,94	6 486,14	7 697,77	7 965,98	8 395,69
Итого не производственные затраты	тыс.тг	734 232,65	48 240,33	50 377,19	51 807,52	58 710,67	58 636,78	60 495,63	56 034,02
Итого затраты	тыс.тг	14 207 799,91	669 651,20	691 479,98	744 012,67	852 664,59	884 587,75	928 027,04	943 046,07

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доходы (убытки)									
Производственный доход	тыс.тг	47 772 706,16	3 490 902,08	3 199 352,36	3 176 891,34	3 810 593,76	4 029 432,23	4 339 667,59	3 982 120,52
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	14 207 799,91	669 651,20	691 479,98	744 012,67	852 664,59	884 587,75	928 027,04	943 046,07
Операционный доход	тыс.тг	33 564 906,26	2 821 250,88	2 507 872,38	2 432 878,67	2 957 929,17	3 144 844,47	3 411 640,55	3 039 074,44
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	895 714,06	305 766,67	189 895,31	120 192,88	78 550,62	52 663,40	37 125,75	26 610,61
Балансовая прибыль	тыс.тг	32 669 192,20	2 515 484,21	2 317 977,07	2 312 685,79	2 879 378,55	3 092 181,07	3 374 514,80	3 012 463,84
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	2 767 358,65	607 239,08	445 754,56	337 987,91	266 509,44	214 796,76	177 087,68	145 440,67
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	30 797 547,61	2 214 011,80	2 062 117,82	2 094 890,76	2 691 419,73	2 930 047,71	3 234 552,87	2 893 633,77
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	30 797 547,61	2 214 011,80	2 062 117,82	2 094 890,76	2 691 419,73	2 930 047,71	3 234 552,87	2 893 633,77
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	6 533 838,44	503 096,84	463 595,41	462 537,16	575 875,71	618 436,21	674 902,96	602 492,77
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	26 135 353,76	2 012 387,37	1 854 381,66	1 850 148,63	2 303 502,84	2 473 744,86	2 699 611,84	2 409 971,07
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	8 352 182,75	537 052,52	518 885,20	554 664,28	803 187,73	914 566,20	1 005 709,99	909 665,24
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	17 783 171,01	1 475 334,85	1 335 496,45	1 295 484,36	1 500 315,10	1 559 178,66	1 693 901,85	1 500 305,83

Продолжение таблицы П.4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	11	12	13	14	15	16	17	18
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)									
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	102 656	97 585	89 187	79 218	69 070	59 124	49 700	41 037
Затраты на химреагенты	тыс.тг	38 411	40 331	42 348	44 465	46 689	49 023	51 474	54 048
Услуги пожарной охраны	тыс.тг	14 487	15 211	15 971	16 770	17 609	18 489	19 413	20 384
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	23 268	24 431	25 653	26 935	28 282	29 696	31 181	32 740
Транспортные расходы	тыс.тг	94 928	99 675	104 658	109 891	115 386	121 155	127 213	133 574
Аренда транспорта	тыс.тг	68 275	71 688	75 273	79 036	82 988	87 138	91 494	96 069
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	73 484	77 158	81 016	85 067	89 321	93 787	98 476	103 400
Услуги охраны	тыс.тг	145 070	152 323	159 939	167 936	176 333	185 150	194 407	204 128
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	3 371	3 540	3 717	3 903	4 098	4 303	4 518	4 744
Проекты отвода земель	тыс.тг	442	464	487	512	537	564	592	622
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	3 742	3 929	4 126	4 332	4 548	4 776	5 015	5 265
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	110 221	115 732	121 518	127 594	133 974	140 673	147 706	155 092
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг	4 185	4 394	4 614	4 844	5 087	5 341	5 608	5 888
Поверка и регулировка	тыс.тг	3 319	3 485	3 659	3 842	4 034	4 235	4 447	4 670
Содержание автодорог	тыс.тг	21 850	22 943	24 090	25 294	26 559	27 887	29 282	30 746
Расходы по ТБ и ООС	тыс.тг	9 267	9 730	10 216	10 727	11 264	11 827	12 418	13 039
Материалы	тыс.тг	15 777	14 998	13 707	12 175	10 615	9 087	7 638	6 307
Прочие расходы на персонал	тыс.тг	4 070	4 274	4 487	4 712	4 947	5 195	5 454	5 727
Расходы по страхованию	тыс.тг	12 013	12 613	13 244	13 906	14 602	15 332	16 098	16 903
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	30 616	32 147	33 754	35 442	37 214	39 074	41 028	43 080
Подземный ремонт скважин	тыс.тг	9 079	9 533	10 010	10 510	11 036	11 588	12 167	12 775
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	68 670	72 104	75 709	79 494	83 469	87 643	92 025	96 626
Затраты на обучение	тыс.тг	8 127	8 414	8 717	9 000	9 284	9 585	9 910	10 262
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	865 326,83	896 702,42	926 102,04	955 608,24	986 943,96	1 020 670,37	1 057 266,54	1 097 125,16
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	10 586,75	11 116,09	11 519,70	12 255,49	13 283,72	13 960,69	14 671,51	15 417,86
Налог на имущество	тыс.тг	11 031,72	9 369,09	7 974,57	6 798,90	5 803,98	4 959,69	4 241,73	3 630,26
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	1,43	1,51	1,58	1,66	1,74	1,83	1,92	2,02
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	18 994,26	18 056,06	16 502,20	14 657,67	12 779,85	10 939,69	9 196,00	7 593,01
Расходы на НИОКР	тыс.тг	8 127,29	8 414,45	8 717,45	9 000,15	9 283,70	9 585,10	9 909,78	10 262,44
Итого производственных затрат	тыс.тг	914 068,29	943 659,61	970 817,55	998 322,10	1 028 096,95	1 060 117,36	1 095 287,47	1 134 030,75
Административные расходы	тыс.тг	11 106,98	11 662,33	12 217,99	12 857,72	13 500,60	13 984,95	14 684,20	15 418,41
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	6 756,75	7 094,58	7 449,31	7 821,78	8 212,87	8 623,51	9 054,69	9 507,42
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	1 176,07	1 234,88	1 269,17	1 361,45	1 429,52	1 510,32	1 575,84	1 644,63
Другие административные расходы	тыс.тг	3 174,16	3 332,87	3 499,51	3 674,49	3 858,21	4 051,12	4 253,68	4 466,36
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	42 080,54	39 182,26	35 545,72	31 751,49	28 238,24	25 106,99	22 412,96	20 179,12
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	33 671,09	30 483,75	26 533,70	22 445,62	18 638,16	15 194,73	12 164,60	9 565,85
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	8 409,45	8 698,51	9 012,02	9 305,87	9 600,08	9 912,26	10 248,36	10 613,26

Составляющие	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	11	12	13	14	15	16	17	18
Итого не производственные затраты	тыс.тг	53 187,52	50 844,58	47 763,71	44 609,21	41 738,85	39 091,95	37 097,16	35 597,53
Итого затраты	тыс.тг	967 255,81	994 504,20	1 018 581,26	1 042 931,31	1 069 835,80	1 099 209,31	1 132 384,63	1 169 628,27
Доходы (убытки)									
Производственный доход	тыс.тг	3 798 852,99	3 611 211,78	3 300 439,29	2 931 533,09	2 555 969,33	2 187 937,14	1 839 200,07	1 518 602,59
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	967 255,81	994 504,20	1 018 581,26	1 042 931,31	1 069 835,80	1 099 209,31	1 132 384,63	1 169 628,27
Операционный доход	тыс.тг	2 831 597,18	2 616 707,58	2 281 858,03	1 888 601,78	1 486 133,54	1 088 727,83	706 815,44	348 974,31
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	20 010,29	15 644,24	12 518,11	10 202,94	8 445,39	7 067,77	5 961,57	5 058,50
Балансовая прибыль	тыс.тг	2 811 586,89	2 601 063,34	2 269 339,92	1 878 398,84	1 477 688,14	1 081 660,06	700 853,86	343 915,82
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	120 709,12	100 974,86	84 961,14	71 794,79	60 860,75	51 712,38	44 015,64	37 513,87
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	2 710 888,05	2 515 732,72	2 196 896,89	1 816 806,99	1 425 272,79	1 037 015,46	662 799,80	311 460,45
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	2 710 888,05	2 515 732,72	2 196 896,89	1 816 806,99	1 425 272,79	1 037 015,46	662 799,80	311 460,45
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	562 317,38	520 212,67	453 867,98	375 679,77	295 537,63	216 332,01	140 170,77	68 783,16
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	2 249 269,51	2 080 850,67	1 815 471,94	1 502 719,07	1 182 150,51	865 328,05	560 683,09	275 132,65
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	835 314,77	752 996,80	617 529,49	454 814,72	285 626,70	130 054,71	32 114,40	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	1 413 954,74	1 327 853,87	1 197 942,45	1 047 904,35	896 523,81	735 273,34	528 568,69	275 132,65

Таблица П.4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	47 772 706,16	3 490 902,08	3199352,36	3176891,34	3810593,76	4029432,23	4339667,59	3982120,52	3798852,99
Итого приток средств	тыс.тг	47 772 706,16	3490902,08	3199352,36	3176891,34	3810593,76	4029432,23	4339667,59	3982120,52	3798852,99
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	14 207 799,91	669 651,20	691479,98	744012,67	852664,59	884587,75	928027,04	943046,07	967255,81
прямые затраты	тыс.тг	12 748 065,72	560324,19	583752,80	639120,60	738751,64	771272,27	813236,98	835861,67	865326,83
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	725 501,53	61086,68	57349,99	53084,56	55202,28	54678,71	54294,42	51150,38	48741,46
расходы периода	тыс.тг	734 232,65	48240,33	50377,19	51807,52	58710,67	58636,78	60495,63	56034,02	53187,52
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	77 603,50	0,00	0,00	7382,19	28137,59	20528,64	21555,07	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	6 533 838,44	503096,84	463595,41	462537,16	575875,71	618436,21	674902,96	602492,77	562317,38
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	8 352 182,75	537052,52	518885,20	554664,28	803187,73	914566,20	1005709,99	909665,24	835314,77
Итого отток средств	тыс.тг	33 466 057,47	2064938,95	1990839,81	2076181,72	2630822,03	2832526,75	3056984,09	2839265,05	2723795,35
Поток денежной наличности	тыс.тг	14 306 648,70	1 425 963,13	1 208 512,55	1 100 709,62	1 179 771,73	1 196 905,48	1 282 683,50	1 142 855,47	1 075 057,64
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг									
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	8 638 124,03	1425963,13	1090223,32	895780,01	866145,58	792714,98	766374,46	615994,91	522735,35
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	7 461 690,00	1425963,13	1050880,48	832294,61	775719,06	684334,59	637720,40	494087,96	404153,99
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	6 419 160,32	1425963,13	1007093,79	764381,68	682738,27	577211,36	515481,73	382739,98	300028,86
Накопленный поток денежной наличности										
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	14 306 648,70	1425963,13	2634475,69	3735185,31	4914957,04	6111862,52	7394546,02	8537401,49	9612459,13
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	8 638 124,03	1425963,13	2516186,46	3411966,47	4278112,05	5070827,03	5837201,49	6453196,40	6975931,75
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	7 461 690,00	1425963,13	2476843,62	3309138,22	4084857,29	4769191,88	5406912,28	5901000,23	6305154,22
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	6 419 160,32	1425963,13	2433056,93	3197438,61	3880176,88	4457388,24	4972869,97	5355609,96	5655638,81

Продолжение таблицы П.4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	12	13	14	15	16	17	18
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	3611211,78	3300439,29	2931533,09	2555969,33	2187937,14	1839200,07	1518602,59
Итого приток средств	тыс.тг	3611211,78	3300439,29	2931533,09	2555969,33	2187937,14	1839200,07	1518602,59
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	994504,20	1018581,26	1042931,31	1069835,80	1099209,31	1132384,63	1169628,27
прямые затраты	тыс.тг	896702,42	926102,04	955608,24	986943,96	1020670,37	1057266,54	1097125,16
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	46957,19	44715,51	42713,86	41152,99	39446,99	38020,93	36905,59
расходы периода	тыс.тг	50844,58	47763,71	44609,21	41738,85	39091,95	37097,16	35597,53
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	520212,67	453867,98	375679,77	295537,63	216332,01	140170,77	68783,16
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	752996,80	617529,49	454814,72	285626,70	130054,71	32114,40	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	2600697,56	2382518,24	2118555,15	1847722,43	1594548,80	1407845,17	1298816,38
Поток денежной наличности	тыс.тг	1010514,22	917921,06	812977,94	708 246,90	593 388,34	431 354,90	219 786,21
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг							

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	12	13	14	15	16	17	18
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	443258,27	363231,96	290216,29	228082,53	172389,43	113050,03	51963,77
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	330338,89	260930,45	200955,71	152232,87	110908,52	70107,23	31062,09
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	235013,31	177899,25	131300,48	95321,52	66552,45	40316,10	17118,39
Накопленный поток денежной наличности								
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	10622973,35	11540894,41	12353872,35	13062119,25	13655507,59	14086862,49	14306648,70
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	7419190,02	7782421,98	8072638,27	8300720,80	8473110,23	8586160,26	8638124,03
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	6635493,11	6896423,57	7097379,28	7249612,15	7360520,67	7430627,91	7461690,00
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	5890652,13	6068551,38	6199851,85	6295173,38	6361725,83	6402041,93	6419160,32

Таблица П.11.1 – Сводный сметный расчет

СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА

Демонтажные работы по ликвидации последствий недропользования месторождений Аксай Южный, ТОО"СП"Казгермунай"

(наименование стройки)

в ценах 2026 г.

Номер по порядку	Номера смет и расчетов, иные документы	Наименование частей, глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. тенге			Общая сметная стоимость, тыс. тенге
			Строительно-монтажных работ	Оборудования, мебели и инвентаря	Прочих работ и затрат	
1	2	3	4	5	6	7
Часть I. Проектирование						
1		Затрат по части I "Проектирование" нет	--	--	--	--
		ИТОГО ПО ЧАСТИ I	--	--	--	--
Часть II. Строительство						
Глава 2. Основные объекты строительства						
2	2	ТОО"СП"Казгермунай". Демонтаж технологических оборудования и материалов. Аксай Южный	85 170,585	--	--	85 170,585
		Всего по главе	85 170,585	--	--	85 170,585
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-7	85 170,585	--	--	85 170,585
Глава 8. Затраты на организацию и управление строительством						
3	НДЦС РК 8.01-08-2022, приложение А, пункт 8.1	Затраты на организацию и управление строительно-монтажными работами по стройке в целом (общеплощадочные затраты) - 3,1%	2 640,288	--	--	2 640,288
4	НДЦС РК 8.01-08-2022, приложение А, пункт 8.13	Затраты на дополнительную оплату труда в зонах экологического бедствия и радиационного риска	--	--	12 668,364	12 668,364
		Итого по главе 8	2 640,288	--	12 668,364	15 308,652
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-8	87 810,873	--	12 668,364	100 479,237
5	НДЦС РК 8.01-08-2022 пункт 8.2.65.2	Сметная прибыль 5%	4 390,544	--	--	4 390,544
6	НДЦС РК 8.01-08-2022, пункт 8.2.66.4 в)	Непредвиденные работы и затраты - 2%	1 756,217	--	253,367	2 009,585
		Итого по части II в сметных ценах:	93 957,634	--	12 921,731	106 879,366
		Распределение итога по части II в сметных ценах по кварталам:				
7		в том числе на II квартал 2026 г., доля - 100 %	93 957,634	--	12 921,731	106 879,366

		Пересчет итогов по кварталам с учетом коэффициента (индекса)				
8	НДЦС РК 8.04-07-2025, таблица 2, разд. 2	на II квартал 2026 г., доля - 100 %, к - 1,0388	97 603,19	--	13 423,094	111 026,285
		Итого по части II в прогнозных ценах:	97 603,19	--	13 423,094	111 026,285
9		- в том числе на 2026 г.	97 603,19	--	13 423,094	111 026,285
Расчет налога на добавленную стоимость в прогнозных ценах по кварталам строительства:						
		Затраты по части I "Проектирование" на 2025 год	--	--	--	--
10	Налоговый кодекс РК	Налог на добавленную стоимость по части I "Проектирование" на 2025 год - 12%	--	--	--	--
		Затраты по части I "Проектирование" на 2026 год и последующие	--	--	--	--
11	Налоговый кодекс РК	Налог на добавленную стоимость по части I "Проектирование" на 2026 год и последующие - 16%	--	--	--	--
		Всего НДС по части I "Проектирование"	--	--	--	--
		II квартал 2026 г. - затраты по частям II и III:	97 603,19	--	13 423,094	111 026,285
12		- в том числе затраты по части II	97 603,19	--	13 423,094	111 026,285
13		- в том числе затраты по части III	--	--	--	--
14	Налоговый кодекс РК	НДС на II квартал 2026 г. - 16%	--	--	17 764,206	17 764,206
		Итого налог на добавленную стоимость	--	--	17 764,206	17 764,206
		ИТОГО ПО СВОДНОМУ СМЕТНОМУ РАСЧЕТУ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА	97 603,19	--	31 187,3	128 790,491

Таблица П.11.2 – Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения Аксай Южный

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 2-1

(Локальный сметный расчет)

на Демонтаж технологических оборудования и материалов. Аксай Южный

(Наименование работ и затрат)

Основание:	Дефектная ведомость		
	Сметная стоимость	85 170,585	тыс.тенге
	Средства на оплату труда	47 093,411	тыс.тенге
	Нормативная трудоемкость	10,305	тыс.чел-ч
	Строительный объем		
	Расчетный измеритель конструктивного решения		Тенге
Составлен(а) в текущих ценах 1-квартала 2026г.			

Номер по порядку	Обоснование	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы измерения, тенге	Общая стоимость, тенге
1	2	3	4	5	6	7
ВСЕГО ПО СМЕТЕ:						85 170 585
<i>из них:</i>						
затраты на труд рабочих			тенге			35 912 613,00
<i>в том числе оплата труда рабочих</i>			<i>тенге</i>			<i>18 318 096,00</i>
машины и механизмы			тенге			47 124 561,00
<i>в том числе оплата труда машинистов</i>			<i>тенге</i>			<i>11 180 798,00</i>
материалы, изделия и конструкции			тенге			23 446,00
перевозки			тенге			2 109 983,00
нормативная трудоемкость			чел.-ч	10 305		
Раздел 1. Демонтаж промышленного оборудования (УДНГ)						5 569 042
<i>из них:</i>						
затраты на труд рабочих			тенге			3 293 874,00
<i>в том числе оплата труда рабочих</i>			<i>тенге</i>			<i>1 764 533,00</i>
машины и механизмы			тенге			2 030 091,00
<i>в том числе оплата труда машинистов</i>			<i>тенге</i>			<i>559 850,00</i>
перевозки			тенге			245 080,00
нормативная трудоемкость			чел.-ч	1 099		
1	1337-0102-0113 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 20 т. Демонтаж (АГЗУ) ОЗНА-массомер с блоком автоматики	шт.	2	812 787	1 625 574,00
2	1147-0303-0105 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Ограды металлические из сетки, высотой до 1,7 м. Демонтаж	м оград	216,8	9 322	2 021 010,00
3	1134-0101-0401 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Прожекторная мачта, 6шт. Демонтаж	т ствола мачты	4,2	320 113	1 344 475,00
4	1337-0101-0108 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 2,5 т (ЕП-8). Демонтаж оборудования	шт.	2	142 699	285 398,00
5	1307-0301-0105 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Агрегат насосный лопастный центробежный одноступенчатый, многоступенчатый объемный, вихревой,	шт.	1	47 505	47 505,00

		поршневой, приводной, роторный на общей фундаментной плите или моноблочный, масса 0,6 т. Демонтаж оборудования				
6	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	52,5192	1 430	75 102,00
7	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	52,5192	1 430	75 102,00
8	411-103-0217 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км -25км	т·км	1 085	50	54 250,00
9	411-103-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -165км	т·км	1 504,668	27	40 626,00
Раздел 2. Демонтаж трубопроводов						77 788 986
<i>из них:</i>						
затраты на труд рабочих			тенге			32 188 123,00
<i>в том числе оплата труда рабочих</i>			<i>тенге</i>			<i>16 335 143,00</i>
машины и механизмы			тенге			44 590 822,00
<i>в том числе оплата труда машинистов</i>			<i>тенге</i>			<i>10 475 726,00</i>
материалы, изделия и конструкции			тенге			23 446,00
перевозки			тенге			986 596,00
нормативная трудоемкость			чел.-ч	9 006		
Земляные работы при демонтаже подземных трубопроводов						
10	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м ³	м ³ грунта	32 300,8	578	18 669 862,00
11	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м ³ грунта	32 300,8	88	2 842 470,00
Выкидные линии добывающих скважин из СВТ труб Ду89мм, 3,5км						
12	1122-0106-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 К=0,6	Трубопроводы из стеклопластиковых труб диаметром 100 мм. Демонтаж	км трубопровода	3,5	1 407 017	4 924 560,00
13	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	3,5	510 114	1 785 399,00

14	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Погрузка	т	8,155	1 613	13 154,00
15	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Разгрузка	т	8,155	1 613	13 154,00
16	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -128км	т·км	1 043,84	60	62 630,00
Нефтепровод (коллектор нефти) из СВТ труб Д.159, 6,32км						
17	1122-0106-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 К=0,6	Трубопроводы из стеклопластиковых труб диаметром 159 мм. Демонтаж	км трубопровода	6,32	1 407 017	8 892 347,00
18	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	6,32	510 114	3 223 920,00
19	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Погрузка	т	24,0792	1 613	38 840,00
20	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Разгрузка	т	24,0792	1 613	38 840,00
21	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -128км	т·км	3 082,1376	60	184 928,00
Выкидные линии газовых скважин из СВТ труб Ду89мм, 13,41км						
22	1122-0106-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 К=0,6	Трубопроводы из стеклопластиковых труб диаметром 100 мм. Демонтаж	км трубопровода	13,41	1 407 017	18 868 098,00
23	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	13,41	510 114	6 840 629,00
24	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Погрузка	т	31,2453	1 613	50 399,00
25	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Разгрузка	т	31,2453	1 613	50 399,00
26	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -128км	т·км	3 999,3984	60	239 964,00
Газопровод (коллектор газа) из СВТ труб Ду219мм, 5,61км						

27	1122-0106-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 К=0,6	Трубопроводы из стеклопластиковых труб диаметром 219 мм. Демонтаж	км трубопровода	5,61	1 407 017	7 893 365,00
28	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	5,61	510 114	2 861 740,00
29	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Погрузка	т	26,9841	1 613	43 525,00
30	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Разгрузка	т	26,9841	1 613	43 525,00
31	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -128км	т·км	3 453,9648	60	207 238,00
Раздел 3. Демонтаж сетей эл.передач						1 812 557
<i>из них:</i>						
затраты на труд рабочих			тенге			430 616,00
<i>в том числе оплата труда рабочих</i>			тенге			218 420,00
машины и механизмы			тенге			503 648,00
<i>в том числе оплата труда машинистов</i>			тенге			145 222,00
перевозки			тенге			878 307,00
нормативная трудоемкость			чел.-ч	201		
32	1308-0101-2501 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Подстанция комплектная трансформаторная напряжением до 10 кВ с трансформатором мощностью до 400 КВХА. Демонтаж	подстанция	2	132 105	264 210,00
33	1308-0301-0106 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Электродвигатель 0,4кВ, масса до 0,8 т. Демонтаж	шт.	14	47 860	670 040,00
34	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	213,7	1 430	305 591,00
35	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	213,7	1 430	305 591,00
36	411-103-0217 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км -25км	т·км	5 342,5	50	267 125,00
Составил			Кумарова			

должность, подпись (инициалы, фамилия)

Таблица П.11.3 – Локальная смета репер с тумбой

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 2-2
(Локальный сметный расчет)

на		Репер с тумбой, 1шт.				
		(Наименование работ и затрат)				
Основание:						
		Сметная стоимость	419,322		тыс.тенге	
		Средства на оплату труда	121,874		тыс.тенге	
		Нормативная трудоемкость	0,027		тыс.чел-ч	
		Строительный объем				
		Расчетный измеритель конструктивного решения	Тенге			
Составлен(а) в текущих ценах 1-квартала 2026г.						
Номер по порядку	Обоснование	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы измерения, тенге	Общая стоимость, тенге
1	2	3	4	5	6	7
ВСЕГО ПО СМЕТЕ:						419 322
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			119 455,00
в том числе оплата труда рабочих			тенге			61 856,00
машины и механизмы			тенге			11 209,00
в том числе оплата труда машинистов			тенге			2 419,00
материалы, изделия и конструкции			тенге			284 337,00
перевозки			тенге			4 321,00
нормативная трудоемкость			чел.-ч	27		
1	1101-0101-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Площади. Планировка ручным способом. Группа грунтов 2	м ² спланированной площади	9	615	5 535,00
2	1106-0302-0112 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Бетон тяжелый на щебне класса В25. Приготовление	м ³	1,05	33 145	34 802,00
3	1106-0101-0104 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Фундаменты бетонные. Устройство	м ³	1,05	51 997	54 597,00

4	1109-0105-0301 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Монтаж металлоконструкций	т конструкций	0,196	416 868	81 706,00
5	222-504-0101 ССЦ РК 8.04-08-2025	Конструкции стальные из одного профиля ГОСТ 23118-2012	т	0,196	1 194 166	234 057,00
6	1113-0203-0528 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,04 К=2	Поверхности металлические огрунтованные. Окраска эмалями ПФ-115 за 2 раза	м ²	5	396	1 980,00
7	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	0,196	1 430	280,00
8	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	0,196	1 430	280,00
9	414-104-0301 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Щебень, гравий, галька. Погрузка	т	1,12	480	538,00
10	414-104-0302 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Щебень, гравий, галька. Разгрузка	т	1,12	760	851,00
11	414-104-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Песок всякий. Погрузка	т	0,799	362	289,00
12	414-104-0202 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Песок всякий. Разгрузка	т	0,799	677	541,00
13	414-101-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Строительные грузы в мешках и кулях 31-50 кг. Погрузка	т	0,382	1 775	678,00
14	414-101-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Строительные грузы в мешках и кулях 31-50 кг. Разгрузка	т	0,382	1 775	678,00
15	411-102-0217 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 5 до 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км-25км	т·км	2,776	67	186,00
Доставка воды на расстояние свыше 5км, 100-5=95км, расстояние перевозки 100км. Сборник №27, т.ч. п.1.6, При расстоянии более 5 км на каждый километр доставки 100 м ³ воды следует добавлять к нормам времени эксплуатации поливомоечных машин 0,9 маш.-ч.						
16	321-211-0201 СЦЭМ РК 8.04-11-2025 Составил	Машины поливомоечные, 6000 л, 16583,2459м ³ /100х0,9х10	маш.-ч	0,1881	12 355	2 324,00

Кумарова

должность, подпись (инициалы, фамилия)

