

**Акционерное общество «Мангистаумунайгаз»
Филиал Товарищество с ограниченной ответственностью
«КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз»**

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального
директора по геологии и
разработке
АО «Мангистаумунайгаз»
Кусайнов Н.К.

«_____» _____ 2024 г.

**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ АСАР**

по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

договору №966385/2024/1 от 17.04.2024 г. заказ наряд №10

Том 1. Книга 1. Текст отчета

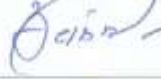
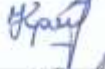
**И.о Первый заместитель
директора филиала
по геологии и разработке**



Б.Х. Нұрманов

Ақтау, 2024

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель темы, Руководитель службы разработки месторождений ММГ		Тлегенов Б.Б. (общее руководство)
Ответственный исполнитель, Эксперт службы разработки месторождений ММГ		Келдибаева С.С. (разделы 3; 4; 5)
Руководитель службы геологии и геологоразведки ММГ		Жупаргалиев Н.Б. (разделы 2)
Руководитель службы геофизики и петрофизике		Джайкиева С.С. (раздел 9.3)
Руководитель службы по борьбе с осложнениями при разработке месторождений		Жапаров Н.С. (раздел 6.2)
Руководитель службы экологического проектирования		Хаманова Э.М. (раздел 10)
Руководитель службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции		Ермеков А.А. (разделы 6.3; 6.4; 6.5)
Заведующий лабораторией исследования нефти и нефтепродуктов		Елеференко А.М. (раздел 2.3; 9.1)
Заведующий лабораторией специальных исследований керна		Тлспиева Ж.М. (раздел 2.4)
Эксперт службы бюджетирования и экономических исследований		Нургалиев А.О. (раздел 4.2; 5; 13)
Эксперт службы техники и технологии добычи нефти и газа		Канбаева Ж.С. (раздел 6.1)
Ведущий инженер службы экологии		Алдакова М.Д. (раздел 10)
Ведущий инженер службы проектирования бурения и ремонта скважин		Зайцев П.В. (раздел 7)
Старший инженер службы геологии и геологоразведки		Алексеева Е.В. (раздел 2; граф. прил. 1-58)
Старший инженер по борьбе с осложнениями при разработке		Мусин Б.С. (раздел 6.2)
Инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки		Елеуова Э.К. (разделы 6.3; 6.4; 6.5)
Инженер службы разработки месторождений ММГ		Тулешева Г.Д. (разделы 3.1; 3.2.7)
Инженер службы разработки месторождений ММГ		Муратова Т.С. (раздел 9.1)
Инженер службы разработки месторождений ММГ		Абдуллаева Г.Ж. (граф.приложения 59-89)
Инженер службы разработки месторождений ММГ		Қайырмұханбетов Н.А. (граф.приложения 90-153)
Инженер службы информационного обеспечения		Еремян А.Ж. (оформление отчета)



РЕФЕРАТ

Проект разработки месторождения Асар (по договору 966385/24/1 от 17.04.2024г., заказ-наряд №10) состоит из трех томов: ТОМ I - 1 и 2 книги текста, ТОМ II –графические приложения.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГОРИЗОНТ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, ОБЪЕКТ, СКВАЖИНА, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА, ПОДСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ, ПЛАСТОВОЕ, ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЯ, ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ, СКВАЖИНА, СЕТКА СКВАЖИН, СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ, ДОБЫЧА НЕФТИ, ЖИДКОСТИ, ЗАКАЧКА, ДЕБИТ, ВЫРАБОТКА ЗАПАСОВ, ЗАВОДНЕНИЕ, ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ, МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.

Объект исследования – система разработки месторождения Асар.

Цель работы – совершенствование и обоснование рациональной системы разработки нефтяных залежей месторождения Асар на основании Пересчета запасов нефти и газа по состоянию изученности на 01.01.2023г.

В работе приведены сведения о геологическом строении и геолого-промысловой характеристике продуктивных горизонтов, физико-химических свойствах пластовых флюидов и запасах нефти и газа. Проанализировано текущее состояние разработки и проведено сопоставление проектных и фактических показателей разработки, определены причины отклонения фактических показателей от проектных. Рекомендованы мероприятия по совершенствованию системы разработки. Обоснованы исходные данные для проведения технологических расчетов.

Проведен анализ эксплуатационных показателей работы скважин, объектов разработки и месторождения в целом, просчитаны технологические показатели по базовому варианту и по вариантам с различной плотностью сетки скважин, с разным темпом ввода проектных скважин из бурения. Просчитаны экономические показатели этих вариантов и по экономическим критериям выбран для практического внедрения наиболее рациональный вариант. На основе выбранного варианта с плотностью, темпом и порядком разбуривания, рассмотрены варианты с проведением геолого-технических мероприятий для совершенствования системы разработки и применением различных методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации притоков.

По результатам анализа технико-экономических показателей выбран **рекомендуемый третий вариант** разработки объектов месторождения Асар.

По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи: обоснованы способы эксплуатации скважин, разработаны мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями в процессе их работы, даны



рекомендации по реконструкции промысловых систем сбора и транспорта продукции скважин и системы ППД.

Представлены рекомендации по организации и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, по бурению горизонтальных скважин: Намечены мероприятия по контролю разработки продуктивных пластов и эксплуатации скважин, по охране недр и окружающей среды.

Область применения - ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз».



СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	2
РЕФЕРАТ.....	3
СОДЕРЖАНИЕ.....	5
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	7
СПИСОК РИСУНКОВ.....	9
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ.....	10
ВВЕДЕНИЕ.....	17
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	21
1.1 Ш.....	22
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	23
2.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ.....	23
2.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ТОЛЩИН, КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ИХ НЕОДНОРОДНОСТЬ.....	35
2.3 СВОЙСТВА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ.....	60
2.3.1 Свойства нефти в пластовых условиях.....	60
2.3.2 Свойства нефтяного газа.....	67
2.3.3 Свойства дегазированной нефти.....	79
2.3.4 Свойства и состав воды.....	90
2.4 ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ.....	102
2.5. ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА.....	107
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ.....	115
3.1 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ, ХАРАКТЕРИСТИКА ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ И РЕЖИМОВ.....	115
3.1.1 Начальные фильтрационные и продуктивные характеристики пластов.....	115
3.1.2 Текущие фильтрационные и продуктивные характеристики пластов.....	120
3.2 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ.....	125
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки.....	125
3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов.....	202
3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки.....	209
3.3 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ РАСЧЕТНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ.....	214
3.3.1 Обоснование выделения объектов разработки.....	214
3.3.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики.....	221
3.3.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт.....	223
3.3.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки.....	224
3.4 ОБОСНОВАНИЕ НОРМАТИВОВ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ПРИНЯТЫХ ДЛЯ РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ.....	225
Эксплуатационные затраты.....	Ошибка! Закладка не определена.
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	230
4.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	230
4.2 ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	235
4.2.2 Доходы по проекту.....	Ошибка! Закладка не определена.
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ.....	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
5.1 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ, ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМОГО К УТВЕРЖДЕНИЮ ВАРИАНТА.....	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....	292
6.1 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, УСТЬЕВОГО И ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	292
6.1.1 Предельные давления фонтанирования и условия перевода скважин на механизированную добычу.....	296
6.1.2 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин.....	300
6.1.3 Выбор механизированного способа эксплуатации скважин.....	303
6.2 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ.....	309



6.3	РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН.....	315
6.4	РЕКОМЕНДАЦИИ К РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ (УТИЛИЗАЦИИ) ГАЗА	324
6.5	РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ ППД, КАЧЕСТВУ ИСПОЛЬЗУЕМОГО АГЕНТА	325
6.6	РЕКОМЕНДАЦИИ К ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКЕ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ЗАКАЧКИ РАБОЧИХ АГЕНТОВ В ПЛАСТ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ.....	Ошибка! Закладка не определена.
7	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	333
7.1	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ	333
7.2	РЕКОМЕНДАЦИИ К МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	338
8	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	343
9	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	344
9.1	КОМПЛЕКС ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН	344
9.2	КОНТРОЛЬ ЗА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ НЕФТИ И ГАЗА	363
9.3	КОМПЛЕКС ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН	365
10	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	381
11	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	387
12	ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....	389
13	РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	393
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	394



СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1- Характеристика продуктивных залежей месторождения Асар	31
Таблица 2.2.0.1- Характеристика толщин пластов по залежам	36
Продолжение таблицы 2.0.1.1	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 3.1.1.1 - Начальные продуктивные и фильтрационные характеристики объектов разработки месторождения Асар	118
Таблица 3.1.3.1.2 - Текущие продуктивные и фильтрационные характеристики объектов разработки месторождения Асар	123
Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2024 г.	127
Таблица 3.2.2- Динамика коэффициентов эксплуатации и использования за 2019-2023 гг.	129
Таблица 3.2.3- Коэффициенты эксплуатации и использования фонда скважин на 01.01.2024г.	129
Таблица 3.2.4- Динамика распределения фонда скважин по дебитам нефти и жидкости за 2019-2023 гг. в целом по месторождению	138
Таблица 3.2.5- Распределение действующего фонда добывающих скважин по различным диапазонам дебитов по состоянию на 01.01.2024 г.	138
Таблица 3.2.6- Динамика распределения фонда нагнетательных скважин по приемистости за 2019-2023 гг. в целом по месторождению	139
Таблица 3.2.7- Распределение фонда скважин эксплуатационных объектов по обводненности по состоянию на 01.01.2024 г.	139
Таблица 3.2.8 - Распределение фонда нагнетательных скважин эксплуатационных объектов по приемистости по состоянию на 01.01.2024 г.	139
Таблица 4.1.1.1 - Основные технологические показатели разработки по месторождению. Рекомендуемый вариант 2	231
Таблица 4.1.4.1.2 - Характеристика основного фонда II объекта (Ю-VIB горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.3 - Характеристика основных технологических показателей разработки III объекта (Ю-IXB горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.4 - Характеристика основного фонда III объекта (Ю-IXB горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.5 - Характеристика основных технологических показателей разработки IV объекта (Ю-ХА горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.6 - Характеристика основного фонда IV объекта (Ю- ХА горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.7 - Характеристика основных технологических показателей разработки V объекта (Ю-ХБ горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.8 - Характеристика основного фонда V объекта (Ю- ХБ горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.9 - Характеристика основных технологических показателей разработки VI объекта (Ю-XI горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.10 - Характеристика основного фонда VI объекта (Ю-XI горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.11 - Характеристика основных технологических показателей разработки VII объекта (Ю-IIIБ горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.12 - Характеристика основного фонда VII объекта (Ю-IIIБ горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.13 - Характеристика основных технологических показателей разработки VIII объекта (Ю-IVБ горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.14 - Характеристика основного фонда VIII объекта (Ю-IIIБ горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.15 - Характеристика основных технологических показателей разработки IX объекта блок I (Ю-IXБ горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.16 - Характеристика основного фонда IX объекта блок I (Ю-IXБ горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.17 - Характеристика основных технологических показателей разработки X объекта блок II (Ю-IXБ горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.18 - Характеристика основного фонда X объекта блок II (Ю-IXБ горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.19 - Характеристика основных технологических показателей разработки XI объекта (Ю-ХА1 горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.20 - Характеристика основного фонда XI объекта (Ю-ХА1 горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.



Таблица 4.1.4.1.21 - Характеристика основных технологических показателей разработки I возвратного объекта (Ю-ПА горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.22 - Характеристика основного фонда I возвратного объекта (Ю-ПА горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.23 - Характеристика основных технологических показателей разработки II возвратного объекта (Ю-ПБ горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.24 - Характеристика основного фонда II возвратного объекта (Ю-ПБ горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.25 - Характеристика основных технологических показателей разработки III возвратного объекта (Ю-ПА+Б горизонты). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.26 - Характеристика основного фонда III возвратного объекта (Ю-ПА+Б горизонты). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.27 - Характеристика основных технологических показателей разработки IV возвратного объекта (Ю-ВА горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.28 - Характеристика основного фонда IV возвратного объекта (Ю-ВА горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.29 - Характеристика основных технологических показателей разработки V возвратного объекта (Ю-ПБ горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.30 - Характеристика основного фонда V возвратного объекта (Ю-ПБ горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.31 - Характеристика основных технологических показателей разработки VI возвратного объекта (Ю-ПБ горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.32 - Характеристика основного фонда VI возвратного объекта (Ю-ПБ горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.33 - Характеристика основных технологических показателей разработки VII возвратного объекта (Ю-ПА горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.34 - Характеристика основного фонда VII возвратного объекта (Ю-ПА горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.35 - Характеристика основных технологических показателей разработки VIII возвратного объекта блок II (Ю-ПА горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1.4.1.36 - Характеристика основного фонда VIII возвратного объекта блок II (Ю-ПА горизонт). Рекомендуемый 2 вариант	Ошибка! Закладка не определена.



СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1.1- Обзорная карта района работ	22
Рисунок 2.1.1-Структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю-ХП в отложениях юры по данным сейсморазведки 3Д 2020 г.	28
Рисунок 3.1.1.1 - Зависимость пластового давления от глубины по результатам опробования в колонне	117
Рисунок 3.1.3.1.2 - Зависимость пластового давления от глубины по результатам ИПТ	117
Рисунок 3.1.3.1.3 - Зависимость пластовой температуры от глубины	117
Рисунок 3.1.3.1.4 - Индикаторные диаграммы скважин №№281, 1020, 882, 756, 869	122
Рисунок 3.2.1 - Динамика бурения скважин на месторождении за период 2019-2023 гг.	125
Рисунок 3.2.2 - Распределение действующего добывающего фонда скважин по объектам	128



СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложений	номер приложения	номер листа приложения	масштаб приложения	степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
1	Месторождение Асар. Геологический профиль по линии скважин 26-18-30...53-61-49...224-9-13	1	1	Гор.: 1:10000 верт.: 1:1000	К
2	Месторождение Асар. а) Геологический профиль по линии скважин 4-74-240-233-263-54-242-47-211-219 б) Геологический профиль по линии скважин 433-730-869-722-728-486-485-5	2	1	Гор.: 1:10000 верт.: 1:1000	К
3	Месторождение Асар. Горизонт Ю-П. Залежь А. Структурная карта по кровле коллектора	3	1	1:10000	К
4	Месторождение Асар. Горизонт Ю-П. Залежь А. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	4	1	1:10000	К
5	Месторождение Асар. Горизонт Ю-П. Залежь А ₁ . Структурная карта по кровле коллектора	5	1	1:10000	К
6	Месторождение Асар. Горизонт Ю-П. Залежь А ₁ . Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	6	1	1:10000	К
7	Месторождение Асар. Горизонт Ю-П. Залежь Б. Структурная карта по кровле коллектора	7	1	1:10000	К
8	Месторождение Асар. Горизонт Ю-П. Залежь Б. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	8	1	1:10000	К
9	Месторождение Асар. Горизонт Ю-П. Залежь А. Структурная карта по кровле коллектора	9	1	1:10000	К
10	Месторождение Асар. Горизонт Ю-П. Залежь А. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	10	1	1:10000	К
11	Месторождение Асар. Горизонт Ю-П. Залежь Б. блок I. Структурная карта по кровле коллектора	11	1	1:10000	К
12	Месторождение Асар. Горизонт Ю-П. Залежь Б. блок I. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	12	1	1:10000	К
13	Месторождение Асар. Горизонт Ю-П. Залежь Б. блок II. Структурная карта по кровле коллектора	13	1	1:10000	К
14	Месторождение Асар. Горизонт Ю-П. Залежь Б. блок II. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	14	1	1:10000	К
15	Месторождение Асар. Ю-IVБ горизонт. Структурная карта по кровле коллектора	15	1	1:10000	К
16	Месторождение Асар. Горизонт Ю-IV. Залежь Б. а) Карта газонасыщенных толщин б) Карта нефтенасыщенных толщин	16	1	1:10000	К
17	Месторождение Асар. Горизонт Ю-IV. Залежь В. Структурная карта по кровле коллектора	17	1	1:10000	К
18	Месторождение Асар. Горизонт Ю-IV. Залежь В. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	18	1	1:10000	К



19	Месторождение Асар. Горизонт Ю-V. Залежь А. Структурная карта по кровле коллектора	19	1	1:10000	К
20	Месторождение Асар. Горизонт Ю-V. Залежь А. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	20	1	1:10000	К
21	Месторождение Асар. Горизонт Ю-VI. Залежь А. Структурная карта по кровле коллектора	21	1	1:10000	К
22	Месторождение Асар. Горизонт Ю-VI. Залежь А. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	22	1	1:10000	К
23	Месторождение Асар. Горизонт Ю-VI. Залежь Б. Структурная карта по кровле коллектора	23	1	1:10000	К
24	Месторождение Асар. Горизонт Ю-VI. Залежь Б. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	24	1	1:10000	К
25	Месторождение Асар. Горизонт Ю-VII. Залежь А. Структурная карта по кровле коллектора	25	1	1:10000	К
26	Месторождение Асар. Горизонт Ю-VII. Залежь А. Карта эффективных газонасыщенных толщин	26	1	1:10000	К
27	Месторождение Асар. Горизонт Ю-VII. Залежь Б ₁ . Структурная карта по кровле коллектора	27	1	1:10000	К
28	Месторождение Асар. Горизонт Ю-VII. Залежь Б ₁ . а) Карта газонасыщенных толщин б) Карта нефтенасыщенных толщин	28	1	1:10000	К
29	Месторождение Асар. Горизонт Ю-VII. Залежь Б ₂ . Структурная карта по кровле коллектора	29	1	1:10000	К
30	Месторождение Асар. Горизонт Ю-VII. Залежь Б ₂ . Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	30	1	1:10000	К
31	Месторождение Асар. Горизонт Ю-VII. Залежь Б ₄ . Структурная карта по кровле коллектора	31	1	1:10000	К
32	Месторождение Асар. Горизонт Ю- VII. Залежь Б ₄ . Карта эффективных газонасыщенных толщин	32	1	1:10000	К
33	Месторождение Асар. Горизонт Ю-VIII. Залежь А. Структурная карта по кровле коллектора	33	1	1:10000	К
34	Месторождение Асар. Горизонт Ю- VIII. Залежь А. а) Карта эффективных газонасыщенных толщин б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	34	1	1:10000	К
35	Месторождение Асар. Горизонт Ю-VIII. Залежь Б. Структурная карта по кровле коллектора	35	1	1:10000	К
36	Месторождение Асар. Горизонт Ю-VIII. Залежь Б. Карта эффективных газонасыщенных толщин	36	1	1:10000	К
37	Месторождение Асар. Горизонт Ю-IX. Залежь А. Структурная карта по кровле коллектора	37	1	1:10000	К
38	Месторождение Асар. Горизонт Ю-IX. Залежь А. а) Карта эффективных газонасыщенных толщин б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	38	1	1:10000	К
39	Месторождение Асар. Горизонт Ю-IX. Залежь Б ₁ . Структурная карта по кровле коллектора	39	1	1:10000	К
40	Месторождение Асар. Горизонт Ю-IX. Залежь Б ₁ . а) Карта эффективных газонасыщенных толщин б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	40	1	1:10000	К



41	Месторождение Асар. Горизонт Ю-IX. Залежь Б ₂ . Структурная карта по кровле коллектора	41	1	1:10000	К
42	Месторождение Асар. Горизонт Ю-IX. Залежь Б ₂ . Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	42	1	1:10000	К
43	Месторождение Асар. Горизонт Ю-IX. Залежь Б ₃ . Структурная карта по кровле коллектора	43	1	1:10000	К
44	Месторождение Асар. Горизонт Ю-IX. Залежь Б ₃ . Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	44	1	1:10000	К
45	Месторождение Асар. Горизонт Ю-Х. Залежь А. Структурная карта по кровле коллектора	45	1	1:10000	К
46	Месторождение Асар. Горизонт Ю-Х. Залежь А. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	46	1	1:10000	К
47	Месторождение Асар. Горизонт Ю-Х. Залежь А'. Структурная карта по кровле коллектора	47	1	1:10000	К
48	Месторождение Асар. Горизонт Ю-Х. Залежь А'. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	48	1	1:10000	К
49	Месторождение Асар. Горизонт Ю-Х. Залежь А ₁ . Структурная карта по кровле коллектора	49	1	1:10000	К
50	Месторождение Асар. Горизонт Ю-Х. Залежь А ₁ . Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	50	1	1:10000	К
51	Месторождение Асар. Горизонт Ю-Х. Залежь Б ₁ . Структурная карта по кровле коллектора	51	1	1:10000	К
52	Месторождение Асар. Горизонт Ю-Х. Залежь Б ₁ . Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	52	1	1:10000	К
53	Месторождение Асар. Горизонт Ю-Х. Залежь Б ₂ . Структурная карта по кровле коллектора	53	1	1:10000	К
54	Месторождение Асар. Горизонт Ю-Х. Залежь Б ₂ . Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	54	1	1:10000	К
55	Месторождение Асар. Горизонт Ю-Х. Залежь Б ₃ . Структурная карта по кровле коллектора	55	1	1:10000	К
56	Месторождение Асар. Горизонт Ю-Х. Залежь Б ₃ . Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	56	1	1:10000	К
57	Месторождение Асар. Горизонт Ю-ХI. Структурная карта по кровле коллектора	57	1	1:10000	К
58	Месторождение Асар. Горизонт Ю-ХI. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	58	1	1:10000	К
59	Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект I (Ю-IV горизонт, блок I)	59	1	1:10000	К
60	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект I (Ю-IV горизонт, блок I)	60	1	1:10000	К
61	Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект II (Ю-VI горизонт, блок I)	61	1	1:10000	К
62	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект II (Ю-VI горизонт, блок I)	62	1	1:10000	К
63	Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект III (Ю-IXБ горизонт, блок I)	63	1	1:10000	К
64	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект III (Ю-IXБ горизонт, блок I)	64	1	1:10000	К
65	Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект IV (Ю-ХАА' горизонт, блок I)	65	1	1:10000	К



66	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект IV (Ю-ХАА` горизонт, блок I)	66	1	1:10000	К
67	Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект V (Ю-ХБ горизонт, блок I+II)	67	1	1:10000	К
68	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект V (Ю-ХБ горизонт, блок I+II)	68	1	1:10000	К
69	Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект VI (Ю-ХI горизонт, блок I+II)	69	1	1:10000	К
70	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект VI (Ю-ХI горизонт, блок I+II)	70	1	1:10000	К
71	Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект VII (Ю-IIIБ горизонт, блок II)	71	1	1:10000	К
72	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект VII (Ю-IIIБ горизонт, блок II)	72	1	1:10000	К
73	Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект VIII (Ю-IV горизонт, блок II)	73	1	1:10000	К
74	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект VIII (Ю-IV горизонт, блок II)	74	1	1:10000	К
75	Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект IX (Ю-IXБ горизонт, блок II)	75	1	1:10000	К
76	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект IX (Ю-IXБ горизонт, блок II)	76	1	1:10000	К
77	Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект XI (Ю-ХА горизонт, блок I+II)	77	1	1:10000	К
78	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Объект XI (Ю-ХА горизонт, блок I+II)	78	1	1:10000	К
79	Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Возвратный объект I (Ю-IIА горизонт, блок I)	79	1	1:10000	К
80	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Возвратный объект I (Ю-IIА горизонт, блок I)	80	1	1:10000	К
81	Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Возвратный объект II (Ю-IIБ горизонт, блок I)	81	1	1:10000	К
82	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Возвратный объект II (Ю-IIБ горизонт, блок I)	82	1	1:10000	К
83	Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Возвратный объект III (Ю-IIIАБ горизонт, блок I)	83	1	1:10000	К
84	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Возвратный объект III (Ю-IIIАБ горизонт, блок I)	84	1	1:10000	К
85	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Возвратный объект V (Ю-IV горизонт, блок I)	85	1	1:10000	К
86	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Возвратный объект VI (Ю-VIIА горизонт, блок I)	86	1	1:10000	К
87	Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Возвратный объект VII (Ю-IXА горизонт, блок I)	87	1	1:10000	К
88	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Возвратный объект VII (Ю-IXА горизонт, блок I)	88	1	1:10000	К
89	Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2024 г. Возвратный объект VIII (Ю-IIIА горизонт, блок II)	89	1	1:10000	К



90	Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. Объект I (Ю-IV горизонт, блок I)	90	1	1:25000	К
91	Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. Объект II (Ю-VI горизонт, блок I)	91	1	1:25000	К
92	Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. Объект III (Ю-IXБ горизонт, блок I)	92	1	1:25000	К
93	Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. Объект IV (Ю-ХАА' горизонт, блок I)	93	1	1:25000	К
94	Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. Объект V (Ю-ХБ горизонт, блок I+II)	94	1	1:25000	К
95	Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. Объект VI (Ю-XI горизонт, блок I+II)	95	1	1:25000	К
96	Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. Объект VII (Ю-IIIБ горизонт, блок II)	96	1	1:25000	К
97	Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. Объект VIII (Ю- IV горизонт, блок II)	97	1	1:25000	К
98	Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. Объект IX (Ю-IXБ горизонт, блок II)	98	1	1:25000	К
99	Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. Объект XI (Ю-ХА горизонт, блок I+II)	99	1	1:25000	К
100	Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. Возвратный объект III (Ю-IIIАБ горизонт, блок I)	100	1	1:25000	К
101	Карта изобар по состоянию на 01.01.2024 г. Возвратный объект VII (Ю-IXА горизонт, блок I)	101	1	1:25000	К
102	Вариант 1. Объект I (горизонт Ю-IV. Блок I). Карта проектных и пробуренных скважин.	102	1	1:10000	К
103	Вариант 1. Объект II (горизонт Ю-VIБ. Блок I). Карта проектных и пробуренных скважин.	103	1	1:10000	К
104	Вариант 1. Объект III (горизонт Ю-IXБ. Блок I). Карта проектных и пробуренных скважин.	104	1	1:10000	К
105	Вариант 1. Объект IV (горизонт Ю-ХА. Блок I). Карта проектных и пробуренных скважин.	105	1	1:10000	К
106	Вариант 1. Объект V (горизонт Ю-ХБ. Блок I+II). Карта проектных и пробуренных скважин.	106	1	1:10000	К
107	Вариант 1. Объект VI (горизонт Ю-XI. Блок I+II). Карта проектных и пробуренных скважин.	107	1	1:10000	К
108	Вариант 1. Объект VII (горизонт Ю-IIIБ. Блок II). Карта проектных и пробуренных скважин.	108	1	1:10000	К
109	Вариант 1. Объект VIII (горизонт Ю- IV. Блок II). Карта проектных и пробуренных скважин.	109	1	1:10000	К
110	Вариант 1. Объект IX (горизонт Ю-IXБ. Блок II). Карта проектных и пробуренных скважин.	110	1	1:10000	К
111	Вариант 1. Объект X (горизонт Ю-IXБ. Блок II). Карта проектных и пробуренных скважин.	111	1	1:10000	К
112	Вариант 1. Объект XI (горизонт Ю-ХА1. Блок I+II). Карта проектных и пробуренных скважин.	112	1	1:10000	К
113	Вариант 2. Объект I (горизонт Ю-IV. Блок I). Карта проектных и пробуренных скважин.	113	1	1:10000	К
114	Вариант 2. Объект II (горизонт Ю-VIA+Б. Блок I). Карта проектных и пробуренных скважин.	114	1	1:10000	К



115	Вариант 2. Объект III (горизонт Ю-IXБ. Блок I). Карта проектных и пробуренных скважин.	115	1	1:10000	К
116	Вариант 2. Объект IV (горизонт Ю-ХА. Блок I). Карта проектных и пробуренных скважин.	116	1	1:10000	К
117	Вариант 2. Объект V (горизонт Ю-ХБ. Блок I+II). Карта проектных и пробуренных скважин.	117	1	1:10000	К
118	Вариант 2. Объект VI (горизонт Ю-ХI. Блок I+II). Карта проектных и пробуренных скважин.	118	1	1:10000	К
119	Вариант 2. Объект VII (горизонт Ю-IIIБ. Блок II). Карта проектных и пробуренных скважин.	119	1	1:10000	К
120	Вариант 2. Объект VIII (горизонт Ю- IV. Блок II). Карта проектных и пробуренных скважин.	120	1	1:10000	К
121	Вариант 2. Объект IX (горизонт Ю-IXБ. Блок II). Карта проектных и пробуренных скважин.	121	1	1:10000	К
122	Вариант 2. Объект X (горизонт Ю-IXБ. Блок II). Карта проектных и пробуренных скважин.	122	1	1:10000	К
123	Вариант 2. Объект XI (горизонт Ю-ХА1. Блок I+II). Карта проектных и пробуренных скважин.	123	1	1:10000	К
124	Вариант 3. Объект I (горизонт Ю-IV. Блок I). Карта проектных и пробуренных скважин.	124	1	1:10000	К
125	Вариант 3. Объект II (горизонт Ю-VIA+Б. Блок I). Карта проектных и пробуренных скважин.	125	1	1:10000	К
126	Вариант 3. Объект III (горизонт Ю-IXБ. Блок I). Карта проектных и пробуренных скважин.	126	1	1:10000	К
127	Вариант 3. Объект IV (горизонт Ю-ХА. Блок I). Карта проектных и пробуренных скважин.	127	1	1:10000	К
128	Вариант 3. Объект V (горизонт Ю-ХБ. Блок I+II). Карта проектных и пробуренных скважин.	128	1	1:10000	К
129	Вариант 3. Объект VI (горизонт Ю-ХI. Блок I+II). Карта проектных и пробуренных скважин.	129	1	1:10000	К
130	Вариант 3. Объект VII (горизонт Ю-IIIБ. Блок II). Карта проектных и пробуренных скважин.	130	1	1:10000	К
131	Вариант 3. Объект VIII (горизонт Ю- IV. Блок II). Карта проектных и пробуренных скважин.	131	1	1:10000	К
132	Вариант 3. Объект IX (горизонт Ю-IXБ. Блок II). Карта проектных и пробуренных скважин.	132	1	1:10000	К
133	Вариант 3. Объект X (горизонт Ю-IXБ. Блок II). Карта проектных и пробуренных скважин.	133	1	1:10000	К
134	Вариант 3. Объект XI (горизонт Ю-ХА1. Блок I+II). Карта проектных и пробуренных скважин.	134	1	1:10000	К
135	Вариант 4. Объект I (горизонт Ю-IV. Блок I). Карта проектных и пробуренных скважин.	135	1	1:10000	К
136	Вариант 4. Объект II (горизонт Ю-VIA+Б. Блок I). Карта проектных и пробуренных скважин.	136	1	1:10000	К
137	Вариант 4. Объект III (горизонт Ю-IXБ. Блок I). Карта проектных и пробуренных скважин.	137	1	1:10000	К
138	Вариант 4. Объект IV (горизонт Ю-ХА. Блок I). Карта проектных и пробуренных скважин.	138	1	1:10000	К
139	Вариант 4. Объект V (горизонт Ю-ХБ. Блок I+II). Карта проектных и пробуренных скважин.	139	1	1:10000	К



140	Вариант 4. Объект VI (горизонт Ю-ХI. Блок I+II). Карта проектных и пробуренных скважин.	140	1	1:10000	К
141	Вариант 4. Объект VII (горизонт Ю-IIIБ. Блок II). Карта проектных и пробуренных скважин.	141	1	1:10000	К
142	Вариант 4. Объект VIII (горизонт Ю- IV. Блок II). Карта проектных и пробуренных скважин.	142	1	1:10000	К
143	Вариант 4. Объект IX (горизонт Ю-IXБ. Блок II). Карта проектных и пробуренных скважин.	143	1	1:10000	К
144	Вариант 4. Объект X (горизонт Ю-IXБ. Блок II). Карта проектных и пробуренных скважин.	144	1	1:10000	К
145	Вариант 4. Объект XI (горизонт Ю-ХА1. Блок I+II). Карта проектных и пробуренных скважин.	145	1	1:10000	К
146	Возвратный объект I. (горизонт Ю-II, залежь «А»). Карта пробуренных и проектных возвратных скважин. Варианты 1-4.	146	1	1:10000	К
147	Возвратный объект II. (горизонт Ю-II, залежь «Б»). Карта пробуренных и проектных возвратных скважин. Варианты 1-4.	147	1	1:10000	К
148	Возвратный объект III. (горизонт Ю-III, залежь «А+Б»). Карта пробуренных и проектных возвратных скважин. Варианты 1-4.	148	1	1:10000	К
149	Возвратный объект IV. (горизонт Ю-V, залежь «А»). Карта пробуренных и проектных возвратных скважин. Варианты 1-4.	149	1	1:10000	К
150	Возвратный объект V. (горизонт Ю-VII, залежь «Б»). Карта пробуренных и проектных возвратных скважин. Варианты 1-4.	150	1	1:10000	К
151	Возвратный объект VI. (горизонт Ю-VIII, залежь «А»). Карта пробуренных и проектных возвратных скважин. Варианты 1-4.	151	1	1:10000	К
152	Возвратный объект VII. (горизонт Ю-IX, залежь «А»). Карта пробуренных и проектных возвратных скважин. Варианты 1-4.	152	1	1:10000	К
153	Возвратный объект VIII. (горизонт Ю-III, залежь «А»). Карта пробуренных и проектных возвратных скважин. Варианты 1-4.	153	1	1:10000	К



ВВЕДЕНИЕ

Структура Асар была выявлена в меловых отложениях по результатам структурно-поискового бурения, проведенного в 1957-1962 годах трестом «Мангышлакнефтегазразведка» [1].

Наличие структуры в меловых и юрских отложениях было подтверждено сейсморазведочными работами МОВ [2], проведенными в 1965г.

Добыча нефти из месторождения ведется Производственным Управлением «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз» (ММГ), которое обладает Контрактом на добычу и разведку №170 от 17.01.1998г., с Государственным комитетом по инвестициям и имеет серии Лицензию ГКИ №932-Д (нефть) от 08.12.1997г. на месторождение Асар, выданную Государственным комитетом по инвестициям. Срок действия лицензии 30 лет с продлениями и заканчивается 8 января 2028 года.

Месторождение Асар было открыто в мае 1969 г., получением притока нефти с водой из подошвенной части Ю-Х горизонта в скважине №2, а затем притока нефти дебитом 63 м³/сут из кровельной части этого же горизонта. В дальнейшем, нефтегазоносность установлена в отложениях от батского до ааленского яруса с этажом нефтегазоносности продуктивной толщи порядка 600 м.

Впервые подсчет запасов нефти выполнен в 1972 г. по результатам бурения и опробования 14 поисковых и разведочных скважин. На Государственном балансе полезных ископаемых ГКЗ СССР учтены геологические запасы по категории С₁ в количестве 22956 тыс.т., по категории С₂ - 2649 тыс.т. (Протокол ГКЗ СССР № 6747 от 8.12.1972 года) [3].

В начале 1973 года проектным институтом «КазНИПИнефть» был составлен «Проект пробной (опытной) эксплуатации месторождения Асар» [4] на основе которой начата пробная эксплуатация месторождения с вводом в разработку трех нефтяных объектов – IVБ+В, IXБ+В и XА+XI гор и бурением 15 добывающих скважин с целью уточнения параметров коллекторов и их продуктивности для составления проектного документа.

В январе 1974 года месторождение Асар вступило в промышленную разработку и разрабатывалось согласно «Комплексной технологической схемы разработки нефтегазовых горизонтов месторождения Асар» до 1978 года. Комплексная технологическая схема [5] была принята техническим Советом ОМН 23 сентября 1974 года, в которой было рассмотрено бурение 95 скважин (68 добывающие и 27 нагнетательные).

В 1978 году на основе уточнения геологического строения месторождения и основных параметров разработки, полученных в результате бурения и эксплуатации 51



скважины, была составлена «Уточненный проект разработки месторождения Асар» [6], в которой были выделены 4 основных (1 объект – IVA гор, 2 объект – IXБ гор, 3 объект – ХА гор и 3 объект – XI гор) и 2 возвратных объектов эксплуатации (IVБ и ХБ гор).

В 1985 г. запасы нефти и газа по состоянию на 01.07.1985 г. были пересчитаны по 16 залежам (11 нефтяным - в Ю-II – Ю-VI, Ю-IX - Ю-XI горизонтах и 5 газонефтяным - в Ю-IV и Ю-IX горизонтах) Протокол ГКЗ СССР № 9798 от 13.09.1985 г. [7].

В 1988 году институтом «КазНИПИнефть» составлена новая «Технологическая схема разработки месторождения Асар» и утверждена ЦКР МНП СССР (протокол от 08.12.1989г.), в которой было выделено 8 основных и 4 возвратных объекта. Утвержденный вариант предусматривал переход на площадную девятиточечную (400м.*400м.) систему разработки с закачкой ПАВ, бурением 247 скважин (141 добывающей и 63 нагнетательной) с темпом разбуривания 20 скважин в год, начиная с 1990 года [8].

В последующие годы на месторождении проводилось опробование пластов-коллекторов, положительно охарактеризованных по промыслово-геофизическим материалам. В результате были установлены новые залежи: нефтяная залежь Б в Ю-II горизонте, газонефтяная залежь А и газовая залежь Б в Ю-VIII горизонте, газонефтяная залежь в Ю-VII горизонте и нефтяная залежь В₁ в Ю-IX горизонте. Запасы этих залежей подсчитаны в оперативном порядке в 1988 и 1989гг., утверждены Центральной комиссией по запасам Миннефтепрома СССР и учтены в Государственном балансе полезных ископаемых [9].

В 1996 году в соответствии с техническим заданием АО «Мангистаумунайгаз» по договору 186/96 составлено «Технико-экономическое обоснование разработки нефтегазового месторождения Асар» [10], в котором предусмотрено разбуривание (204 скв до 2010г.) и разработка месторождения и достижение КИН до 2020 года - 0, 16 д.ед.

В 2006 г. на ЦКР МЭиМР РК была представлена и утверждена работа «Анализ разработки месторождения Асар» [11] (Отчет по договору №278/43, ТОО «НПЦ») в рамках которой были уточнены проектные показатели разработки месторождения до 2010 г. С этого момента, по основным объектам разработки Ю-IVA+V, Ю-IXAB, Ю-ХА, Ю-ХБ+XI и, соответственно в целом по месторождению, расхождение между проектными и фактическими показателями по большинству параметров не имеет значительных расхождений.

«Пересчет начальных запасов нефти, свободного газа, газа газовых шапок и растворенного газа месторождения Асар 2009г» [12] выполнен по результатам бурения 33



эксплуатационных и одной поисковой скважины, а также проведенных детальных сейсморазведочных работ.

Начальные геологические запасы и извлекаемые запасы углеводородов на 01.01.2009 года утверждены ГКЗ РК 23 июня 2010 г. (протокол № 938-10-У) [13].

На основе Утвержденных запасов нефти и растворенного в ней газа выполнена «Технологическая схема разработки месторождения Асар» [14], рассмотренная ЦКРР РК и утвержденная КГиН МИНТ РК (протокол №4 от 14-15.12.2010г).

В 2015г. был выполнен «Анализ разработки месторождения Асар по состоянию на 01.01.2015г.» [17], рассмотрен на заседании ЦКРР (Протокол №66/14 от 21.12.2015г.) и утвержден КГиН МИИР РК (Протокол №27-5-113-и от 19.01.2016г.) с утверждение проектных показателей на период 2016-2017гг.

В 2018г. «Анализ разработки месторождения Асар по состоянию на 01.01.2017г.» [23], рассмотрен на ЦКРР и утвержден КГиН МИИР РК (Письмо №27-5-592-и от 06.04.2018г.). Решением ЦКРР были утверждены технологические показатели на один год (2018г.) и рекомендовано предоставление нового проектного документа на разработку месторождения Асар.

С целью совершенствования и обоснования рациональной системы разработки, достижения утвержденного КИН при оптимальном режиме разработки нефтяных залежей месторождения Асар в 2019 году выполнен и утвержден в ЦКРР РК «Проект разработки месторождения по состоянию на 01.01.2018г.» [25]. К реализации был принят и утвержден вариант 3 с проектными показателями до 2029г. и предусматривающий совершенствование системы разработки объектов за счет организации площадной обращенной девяти точечной системы разработки месторождения с применением методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов.

В 2023 году по результатам проведения и интерпретации в 2019-2021гг. сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, бурения 325 скважин, в т.ч. 191 скважины, пробуренных после ПЗ 2009 года [12], отбора и изучения 1178 образцов керн из 46 скважин, опробования и испытания 306 объектов, отбора и исследования 45 глубинных и 33 рекомбинированных проб пластовой нефти из 51 скважины и дегазированной нефти по 127 пробам из 80 скважин, филиалом ТОО «КМГИ Инжиниринг «КазНИПИМунайгаз» выполнен «Пересчет начальных запасов нефти, свободного газа, газа газовых шапок и растворенного газа, ТЭО КИН месторождения Асар по состоянию на 01.01.2023 года» [30].

Утвержденные геологические и извлекаемые запасы углеводородов (протокол ГКЗ РК № 2630-23-У от 20.12.2023г.) [31] приняты на государственный баланс РК и составляют:



нефти по категориям В+С₁ – 51210/15198 тыс.т, по категории С₂ – 1619/450 тыс.т, растворенного газа по категориям В+С₁ – 4740/1408 млн.м³, по категории С₂ – 150,9/42,3 млн.м³, запасы газа газовых шапок по категории С₁ – 1022/912 млн.м³, по категории С₂ – 0,4 млн.м³, геологические запасы свободного газа по категории С₁ – 204/192 млн.м³, по категории С₂ – 64/60 млн.м³.

На основании Пересчета запасов нефти и растворенного газа по состоянию изученности на 01.01.2023г. выполнен текущий Проект разработки месторождения с целью совершенствования и обоснования рациональной системы разработки нефтяных залежей месторождения Асар.



1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Газонефтяное месторождение Асар расположено в степной части полуострова Мангышлак. В административном отношении относится к Каракиянскому району Мангистауской области Республики Казахстан (рисунок 1.1.1).

Ближайшие населенные пункты расположены: поселок Жетыбай - в 30 км, поселок Мунайши - в 40 км (здесь находится офис ПУ «Жетыбаймунайгаз»), железнодорожная станция Жетыбай - в 45 км, г.Жанаозен - в 40 км и областной центр г.Актау - в 120 км, где расположен офис АО «Мангистаумунайгаз».

Месторождение Асар связано с городами и крупными поселками асфальтированными дорогами. Связь с другими населенными пунктами и скважинами осуществляется автомобильным транспортом по грунтовым дорогам.

В г. Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен нефтепровод Жанаозен-Актау. Через месторождения Узень и Жетыбай проходит магистральный нефтепровод Узень-Самара, к которому подключен нефтепровод с месторождения Асар.

Территория месторождения представляет собой обширную впадину с крутыми южным и восточным склонами и пологим западным. Склоны впадины изрезаны мелкими короткими оврагами. Рельеф слабо всхолмленный, с общим небольшим подъемом с запада на восток от +90 до +170 м.

Район характеризуется почти полным отсутствием пресных вод. Снабжение технической водой осуществляется из водовода системы ППД, а пресной водой - автоцистернами с месторождения Жетыбай.

Климат района резко континентальный. Лето сухое, жаркое, температура воздуха достигает +40+50 °С, а зима малоснежная, с сильными ветрами, температура понижается до -25 °С. Среднее количество осадков, выпадающих в год, не превышает 100 мм, в основном они приходятся на осенне-зимний период.

Растительный и животный мир района характерен для зон полупустынь.

Южный Мангышлак богат местными строительными материалами и, в первую очередь, известняком-ракушечником, являющимся превосходным стеновым материалом. Организована открытая карьерная разработка камня, глины, гравия и песка.





Рисунок 1.1.1- Обзорная карта района работ



2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза вскрытых отложений

Газонефтяное месторождение Асар было открыто в мае 1969 г., когда из подошвенной части Ю-Х горизонта скважины №2 получили приток нефти с водой, а затем притока нефти дебитом 63 м³/сут из кровельной части этого же горизонта. В дальнейшем на месторождении нефтегазоносность установлена в разрезе от батского до ааленского ярусов продуктивной толщиной нефтегазоносности порядка 600 м.

По данным поисково-разведочного и эксплуатационного бурения на месторождении Асар вскрыты мезозойские и кайнозойские отложения. Максимальная толщина отложений пройдена скважиной №27 и составляет 2740 м. Продуктивными считаются горизонты с Ю- II по Ю- XI (графические приложения с 1-58).

Мезозойская группа (Mz)

Триасовая система (Т)

Отложения триасовой системы вскрыты в скважинах №№1, 2, 3, 4, 7, 15, 21, 23 и 27.

В строении триасового разреза установлены отложения нижнего отдела.

Нижний отдел (Т₁)

Оленекский ярус (Т₁₀)

Нижнетриасовые отложения представлены преимущественно аргиллитами и глинами темно-серыми, черными, плотными, слюдистыми, с редкими прослоями песчаников и алевролитов серых с зеленоватым оттенком, мелкозернистых; известняков темно-серых, пелитоморфных и мелкокристаллических и мергелей бурых, крепко сцементированных.

Юрская система (J)

На месторождении Асар продуктивными являются юрские отложения, которые представлены нижним, средним и верхним отделами, сложены в основном толщей терригенных пород.

Нижний отдел (J₁)

Тоарский ярус (J_{1 t})

Нижнеюрские отложения по сравнению с вышележащими комплексами юры пройдены значительно меньшим числом скважин. Отложения представлены маломощной песчано-глинистой толщей, залегающей с угловым и стратиграфическим несогласием на породах триаса. Литологически отложения нижней юры представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и глин.

Все литологические разности содержат обуглившиеся растительные остатки.



К этим отложениям приурочен Ю-ХІІІ горизонт.

Толщина нижнеюрских отложений изменяется в пределах 59,7-87,1 м.

Средний отдел (J₂)

Среднеюрский отдел включает в себя ааленский, байосский, батский и келловейский ярусы.

Ааленский ярус (J_{2a})

Отложения ааленского яруса залегают на толще нижнеюрских породах и представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин.

Нижняя часть разреза сложена преимущественно песчаниками и алевролитами, а в верхней части яруса преобладают глинистые породы с подчиненными прослоями песчаников.

Песчаники серые, светло-серые, иногда бурые, от мелко- до крупнозернистых, полимиктовые, различной крепости, с часто встречающимися слойками угля. Алевролиты от серых до черных, слюдистые, средней крепости, с рассеянными обуглившимися растительными остатками. Глины серые, темно-серые, слоистые, местами алевролитистые, слюдистые, некарбонатные, сильно углистые. Аргиллиты серые, темно-серые, плотные, слюдистые.

К этим отложениям приурочены продуктивные горизонты Ю-ХІ, Ю-ХІІ.

Толщина ааленских отложений изменяется от 94,1 до 240 м.

Байосский ярус (J_{2b})

К этим отложениям приурочены пять продуктивных горизонтов: Ю-VІ, Ю-VІІ, Ю-VІІІ, Ю-ІХ, Ю-Х. Толща сложена неравномерным переслаиванием песчаных, алевролитовых и глинистых пластов различной мощности.

Песчаники серые, светло-серые, буровато-серые, реже бурые, от тонкозернистых до среднезернистых, различной крепости, иногда глинистые. Алевролиты серые, темно-серые, крепко сцементированные, слюдистые, местами глинистые, тонкослоистые, некарбонатные. Песчаные пласты неоднородны, с прослоями глин мощностью от долей метра до 1-2 мм, причем чередование песчаных и глинистых слоев часто принимает характер тонкого переслаивания.

Глины темно-серые, реже бурые или черные, плотные, аргиллитоподобные, слюдистые, местами песчанистые или алевролитистые, иногда с редкими включениями гнезд песка. В разрезе нередко встречаются прослои аргиллитов темно-серых, черных, реже серых, крепких.

По литолого-геофизической характеристике байосская толща подразделяется на две



части: нижнюю, преимущественно глинистую, и верхнюю, сложенную в основном песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями глин.

Для всех разновидностей пород характерно присутствие обуглившихся растительных остатков, углистого вещества, встречаются маломощные прослои угля.

Толщина байосских пород варьирует в пределах 337,6 – 496,4 м.

Батский ярус (J2bt)

К батским отложениям приурочены продуктивные горизонты Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V. Литологически они представлены чередованием песчаников, алевролитов и глин разной толщины, и отличаются хорошей выдержанностью литологического состава.

Песчаники серые, бурые, буровато-серые, реже желтовато-бурые, мелко- и среднезернистые, различной крепости, кварцевые, местами глинистые. Алевролиты от светло-серых до темно-серых, слюдистые, крепко сцементированные. Глины серые, темно-серые, бурые, иногда с зеленоватым оттенком, плотные, местами песчанистые, алевролитистые, слюдистые. Изредка встречаются в разрезе темно-серые мергели. Во всех породах содержатся обугленные растительные остатки, редкие включения фауны и тонкие прослойки угля.

Толщина отложений батского яруса меняется от 202,9 до 238,4 м.

Келловейский ярус (J2k)

К отложениям келловейского яруса приурочен один продуктивный горизонт - Ю-I.

Толща сложена, в основном, глинами и аргиллитами с подчиненными прослоями песчаников, алевролитов и мергелей.

Глины темно-серые, серо-зеленые, реже черные и буровато-серые, алевролитистые, слюдистые, местами песчанистые, плотные, иногда мергелеподобные. Песчаники серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, мелко- и среднезернистые, глинистые, местами карбонатные, различной крепости. Алевролиты темно-серые, зеленовато-серые, иногда известковистые, песчанистые. Аргиллиты от светло-серых до черных, с зеленоватым оттенком, плотные, слоистые. Мергели светло- и темно-серые, с зеленоватым оттенком, плотные.

По литологическим особенностям разрез келловейского яруса подразделяется на три части: нижняя часть глинистая с прослоями песчаников и алевролитов, в средней части несколько преобладают песчаники и алевролиты, верхняя часть разреза глинисто-мергелистая.

Во всех литологических разностях встречается фауна и обуглившиеся растительные остатки.

Толщина келловейских отложений изменяется незначительно от 89,6 до 107,0 м.



Верхний отдел (J3)

Верхний отдел юрской системы включает отложения оксфордского и кимеридж-титонского ярусов.

Оксфордский ярус (J3o)

Оксфордский ярус залегает на келловейском без видимых следов перерыва и несогласия. Он представлен толщей глинисто-карбонатных отложений с преобладанием глин в разрезе, особенно в нижней части. Глины серые, темно-серые, зеленовато- или коричневатые-серые, мергелистые, алевроитистые, реже слабopесчанистые, плотные. По мере обогащения карбонатом кальция глины постепенно переходят в мергели, иногда смена этих литологических разностей является резкой. Увеличение прослоев мергелей в разрезе наблюдается снизу-вверх. Исключение составляет подошва оксфордских отложений, где повсеместно залегает мергельный пласт, мощностью около 5 м. Мергели темно-серые, с зеленоватым оттенком, с включением фауны. Несколько реже встречаются прослои известняков, алевролитов и песчаников. Все они имеют светло-серую, серую и темно-серую окраску с зеленоватым и коричневатым оттенком.

Толщина отложений яруса меняется от 197,4 до 214,7 м.

Кимеридж+титонский ярусы (J3km+tt)

Завершается разрез юрской продуктивной толщи кимеридж-титонским ярусом, который является наименее изученной частью разреза на Южном Мангышлаке. На месторождении Асар керн из этого яруса был отобран лишь в одной скважине (скважина №5). Наибольшее количество образцов керна отобрано из разрезов месторождений Жетыбай и Тенге. Отложения кимеридж+титона залегают на оксфордских со слабым размывом и представляют собой толщу переслаивания известняков, мергелей, алевролитов, песчаников, карбонатных глин, реже доломитов. Песчаники и алевролиты мелкозернистые, полимиктовые, крепко сцементированные карбонатным и кремнистым цементом. Известняки тонкослоистые, местами доломитизированные. Глины плотные, мергелистые. Доломиты обычно известковистые, с реликтовой органо-генно-обломочной структурой. Все породы имеют серую, темно-серую окраску, с зеленоватым или бурым оттенками.

Толщина кимеридж+титонских отложений варьирует в пределах 79,5 – 118,2 м.

Меловая система (K)

Отложения меловой системы в пределах месторождения представлены нижним и верхним отделами.

Меловая (K), а также вышележащие палеогеновая (K) и неогеновая (K) системы, подробнее описаны в работе [1]. В настоящей работе не имеет промышленного интереса.



Тектоника

В тектоническом отношении Месторождение Асар расположено в северной части Жетыбай-Узенской тектонической ступени, осложняющей северный борт Южно-Мангышлакского прогиба (рисунок 2.1). На Жетыбай-Узенской тектонической ступени выявленные локальные поднятия группируются в три антиклинальные линии, кулисообразно расположенные относительно друг друга: Тенге-Тасбулатская, Жетыбайская и Узень-Карамандыбасская. На последней с восток-юго-востока на запад-северо-запад расположены Узеньское, Карамандыбасское, Туркменойское, Асарское и Жалганойское антиклинальные поднятия.

В период 2019-2020 годы на месторождении Асар были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д общей площадью 84,9 км² ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги (Казахстан)». Позднее с марта 2020 года выполнялась обработка сейсмических материалов МОГТ 3Д в вычислительном центре ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан»).

В результате выполненных работ уточнено геологическое строение мезозойских и палеозойских отложений на участке Асар.

По кровле Ю-IX горизонта размеры поднятия по изогипсе -1870 м составляют 8,5 х 2 км, амплитуда 36 м. С севера Асарское поднятие отделено от Туркменойской структуры узким прогибом, протягивающимся вдоль всей структуры по линии скважин №№5, 10 и 13.

По юрским продуктивным отложениям поднятие осложнено двумя малоамплитудными разрывными нарушениями (рисунок 2.1.1). Оба из них F₁ и F₂ пронизывают всю юрскую продуктивную толщу. Нарушение F₁ имеет северо-восточное простирание и приурочено к прогибу, отделяющему Асарское и Туркменойское поднятия. Этого нарушения не было установлено в предыдущих работах, его местоположение было определено по интерпретации сейсморазведочных работ. Тектоническое нарушение поднято с кровли Ю-XIII горизонта юрских отложений (рисунок 2.1.2). Нарушение F₂ пересекает Асарское поднятие вкрест оси складки между скважинами №№781, 879, 720, 174 и 463 и имеет северо-северо-восточное направление. Нарушение незначительно изменило свое направление по сравнению с предыдущим пересчетом запасов.



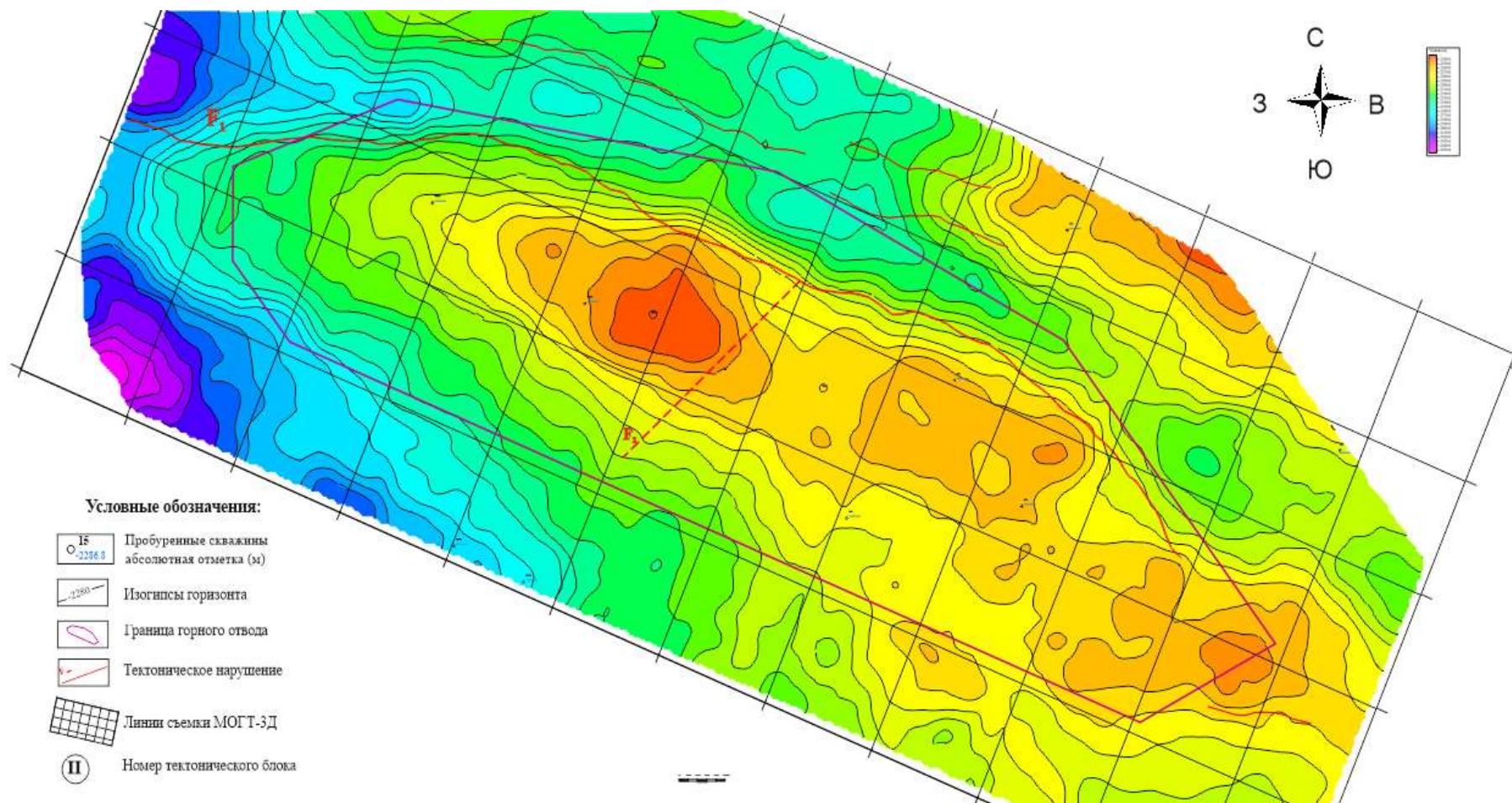


Рисунок 2.1.1-Структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю-ХІІІ в отложениях юры по данным сейсморазведки 3Д 2020 г.

Нарушение F_2 было выявлено по результатам бурения. Основанием для его проведения явилось несоответствие характера насыщения и значительное отличие отметок флюидных контактов в некоторых залежах. Нарушение F_2 экранирует залежь Ю-ШБ блока. По результатам сейсмических работ данные нарушения не выделены, так как разрешающая способность проведенных сейсмических исследований ниже амплитуд разломов. Детальность, с которой можно выделить стратиграфические отдельности по вертикали составляет более 12-15 м (при частоте колебаний отраженных волн в юрском продуктивном интервале порядка 45-55 гц и пластовой скорости 3500 м/сек.). Поэтому, возможно выделение пластов толщиной только более этой величины, а смещение пластов по малоамплитудным тектоническим нарушениям просто может не отражаться в волновом поле.

Таким образом, разрывными нарушениями Асарское поднятие по всем юрским продуктивным горизонтам разбито на блоки I и II. Центральный блок I является приподнятым, блок II ступенчато погружается в северо-западном направлении. По сравнению с геологической моделью 2009 года, тектоническая модель претерпела изменения.

Следует отметить, что структурные построения, выполненные по данным сейсмосъемки 3Д в 2020 году, во многом не соответствуют данным бурения. Нет подтверждения разлома F_2 , однако новые пробуренные скважины подтвердили наличие имеющегося разлома. С небольшим смещением влево в северной части в районе новых скважин №№781, 879 и 878 ранее относящихся ко блоку II.



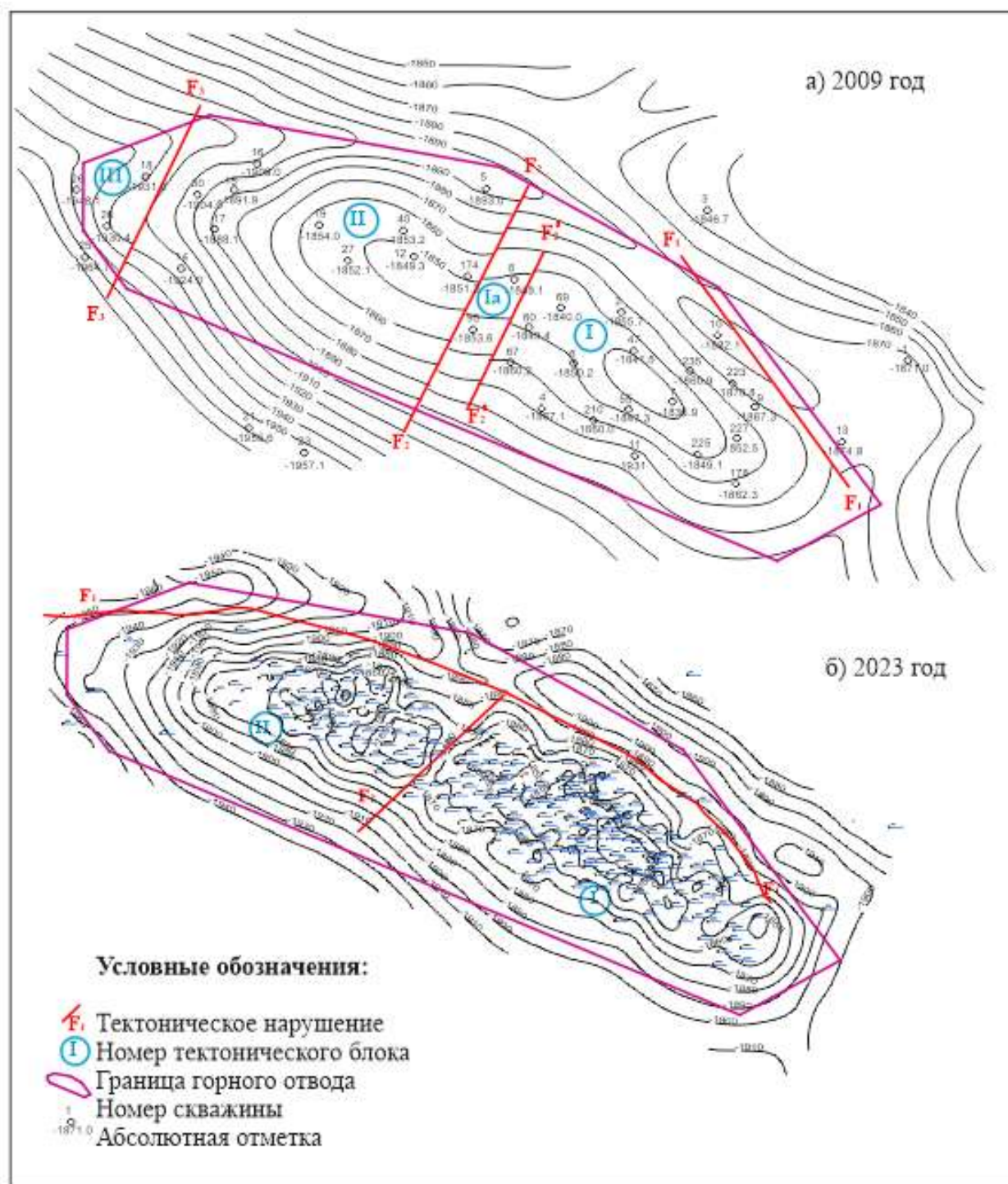


Рисунок 2.1.2- Сопоставление моделей геологического строения 2009 и 2023 гг.

Нефтегазоносность

По состоянию на 01.01.2024 года на месторождении насчитывается 39 залежей. В таблице 2.1.1 представлена характеристика продуктивных залежей месторождения Асар.



Таблица 2.1.1- Характеристика продуктивных залежей месторождения Асар

№№	Горизонт, залежь	Блок	Насыщение залежи	Тип залежи	Площадь газоносности/ нефтеносности, тыс. м ²	Высота залежи газ / нефть, м	Абсолютная отметка начального положения, м	
							ВНК	ГНК (ГВК)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Ю-ПА	Блок I	Нефтяная	пластовой, сводовой, тектонически-экранированной с запада, с элементами литологического замещения	6501	30	-1462,7-1469,1	
2	Ю-ПА1	Блок II	Нефтяная	пластовой, литологически-экранированной с востока	697	14,8	1554,8	
3	Ю-ПБ	Блок I	Нефтяная	пластовой, сводовой	1240	10	-1497,2-1504,4	
4	Ю-ПА	Блок I	Нефтяная	пластовая, сводовая, с элементами литологического замещения	4142	18	-1532,6-1539,3	
5	Ю-ПА	Блок II	Нефтяная	пластовой, литологически-экранированной с востока	1782	30	-1609,3	
6	Ю-ПБ	Блок I	Нефтяная	массивной	2668	18	-1538-1546,8	
7	Ю-ПБ	Блок II	Нефтяная	пластовой, сводовой, тектонически-экранированной с востока	5454	42	-1599,0-1601,8	
8	Ю-IVБ	Блок I	Газонефтяная	пластовой, сводовой, тектонически-экранированной и с элементами литологически-экранированной в северной части залежи	6357/8374	16/13	-1606,2 -1611,7	-1598
9	Ю-IVБ	Блок II	Газонефтяная	массивной	1205/5556	12/19	-1624,4 -1630,9	-1597
10	Ю-IVB	Блок I	Нефтяная	пластовой, сводовой	6924	19	-1612,6 -1618,8	
11	Ю-VA	Блок I	Нефтяная	пластовой, сводовой	3524	15	-1625,1-1634	
12	Ю-VIA	Блок I	Нефтяная	пластовой сводовой с элементами литологического замещения	1549	10	-1714,2 1719,4	
13	Ю-VIB	Блок I	Нефтяная	массивной	5684	15	-1730,3 -1736	

Продолжение таблицы 2.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Ю-VIIA	Блок I	Газовая	пластовой, сводовой с элементами литологического замещения	1605	11		1759,3-1761,7
15	Ю-VIIБ1	Блок I	Газонефтяная	пластовой, сводовой литологически-экранированной	141/1168	2/9	-1766-1774,2	-1761
16	Ю-VIIБ2	Блок I	Нефтяная	пластовой, сводовой	1575	8	-1769,6-1774,9	
17	Ю-VIIБ4	Блок I	Газовая	пластовой сводовой, литологический ограниченной со всех сторон	113	10,8		-1794,6
18	Ю-VIIA	Блок I	Газонефтяная	пластовой, сводовой	1752/4959	12/11	1801,4-1805,3 р-н скв 457-1812	-1792
19	Ю-VIIБ (р-н скв №54-7-227)	Блок I	Газовая	массивной	2230	20		-1817-1819,4
20	Ю-VIIБ (р-н скв №69-73)	Блок I	Газовая	массивной, с элементами литологического замещения	645	10		-1807,7-1808,9
21	Ю-IXA	Блок I	Газонефтяная	пластовой, сводовой, литологически-ограниченной и тектонически-экранированной с севера-востока и запада р	5248/10043	25/23	-1882 –1882,9	-1859
22	Ю-IXA	Блок II	Нефтяная	пластовой, сводовой, литологически-ограниченной и тектонически-экранированной с востока и севера	4934	25	1892,2	
23	Ю-IXБ1	Блок I	Газонефтяная	пластовой, сводовой, литологически-ограниченной с северо-востока и тектонически-экранированной с севера-востока и запада	1438/11221	10/30	-1907 -1908,4	-1870
24	Ю-IXБ1	Блок II	Нефтяная	пластовой, сводовой, литологически-ограниченной и тектонически-экранированной с востока и севера	6912	15	-1920,5	

Продолжение таблицы 2.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	Ю-IXБ2	Блок I	Нефтяная	пластовой, сводовой, литологически-ограниченной с северо-востока и тектонически-экранированной с северо-востока и запада	9422	10	-1920,4 -1932,6	
26	Ю-IXБ2	Блок II	Нефтяная	пластовой, сводовой, литологически-ограниченной с северо-востока и тектонически-экранированной	8828	15	-1953,4	
27	Ю-IXБ3	Блок I	Нефтяная	пластовой, сводовой, литологически-ограниченной с северо-востока и тектонически-экранированной с северо-востока и запада	9462	15	-1920,4 -1932,6	
28	Ю-IXБ3	Блок II	Нефтяная	пластовой, сводовой, литологически-ограниченной с северо-востока и тектонически-экранированной	2489	9	-1937,1 -1945,7	
29	Ю-IXБ3	Блок II (р-н скв №20-18)	Нефтяная	пластовой, фациально ограниченной	1423	35	2027,9	
30	Ю-ХА	Блок I	Нефтяная	пластовой, сводовой тектонически экранированной с запада	6032	30	-1953,3-1969,1	
31	Ю-ХА'	Блок I	Нефтяная	пластовой, сводовой и литологически-экранированной	35	5,8	-1967,7	
32	Ю-ХА1	Блок I	Нефтяная	пластовой, сводовой, тектонически-экранированная с запада и фациально ограниченной	1090	18,8	-1986,5-1989,2	
33	Ю-ХА1	Блок II	Нефтяная	пластовой, сводовой, тектонически-экранированная с востока	4697	38	-2001,1-2012,4	
34	Ю-ХБ1	Блок I	Нефтяная	пластовой сводовой, литологически ограниченной со всех сторон	105	11,7	-2007,5	
35	Ю-ХБ2	Блок I	Нефтяная	пластовой сводовой, литологически ограниченной со всех сторон	91	6,7	-2015,1	

Продолжение таблицы 2.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
36	Ю-ХБЗ	Блок I	Нефтяная	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная с востока и литологически-ограниченная на севере и востоке	3272	20	-2035-2038	
37	Ю-ХБЗ	Блок II	Нефтяная	пластовой, сводовой, тектонически-экранированной с востока	977	23	-2027,6-2035,5	
38	Ю-ХI	Блок I	Нефтяная	массивной тектонически экранированной с запада	5512	20	-2050,4 – 2060,1	
39	Ю-ХI	Блок II	Нефтяная	массивной тектонически экранированной с востока	414	15	-2050,8 – 2055,5	
Итого залежей 39								

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородность

Физические параметры продуктивных пластов и их неоднородность

Для юрской продуктивной толщи месторождения Асар, как и для Южного Мангышлака в целом, характерной особенностью является развитие гранулярных коллекторов порового типа, емкостно-фильтрационные свойства которых обусловлены системой сообщающихся пор.

Верхняя пачка, включающая коллекторы Ю-II-X продуктивных горизонтов представлены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, глина является преобладающей в составе цементирующего материала, карбонатный цемент имеет в основном подчиненное значение и не влияет существенно на коллекторские свойства.

Нижняя пачка, включающая коллекторы горизонтов Ю-XI-XII, состоит преимущественно из средне-, крупнозернистых песчаников, переходящих в гравелиты.

Характеристика общих, эффективных, нефтенасыщенных толщин пластов-коллекторов по различным зонам насыщения и по залежам месторождения представлены в таблице 2.2.1. Статистические показатели характеристик неоднородности пластов представлены в таблице 2.2.2. Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности залежей продуктивных горизонтов представлены в таблице 2.2.3.

Общая толщина залежи – это толщина от кровли верхнего коллектора до подошвы нижнего коллектора. Максимальные значения общей толщины достигают 36,7 и 44 м. по залежам Ю-IXБ₁ и Ю-IXБ₂.

Эффективные толщины по залежам изменяются от 0,6 до 64,3 м. Нефтенасыщенные толщины по залежам изменяются от 0,4 до 31,5 м. Газонасыщенные толщины по залежам варьируются от 0,4 до 17 м.

Емкостные свойства коллекторов юрских продуктивных горизонтов оценивались по керну и по результатам промыслово-геофизических исследований.

Граничное значение глинистости для Ю-II-Ю-X равно 0,36 д.ед., для Ю-XI-Ю-XII горизонтов 0,28 д.ед. Значения пористости для Ю-II-Ю-X равно 0,12 д.ед., для Ю-XI-Ю-XII горизонтов 0,105 д.ед. Предел проницаемости в целом по месторождения равен 1мД, а нефтегазонасыщенности 0,445 д. ед



Таблица 2.2.1-Характеристика толщин пластов по залежам

Толщина	Наименование	II горизонт			II горизонт		II горизонт			III горизонт		
		Залежь А			Залежь А ₁		Залежь Б			Залежь А		
		Зона залежи - блок I, кат. С ₁			Зона залежи - блок II, кат. С ₂		Зона залежи - блок I, кат. С ₁			Зона залежи - блок I, кат. С ₁		
		неф - тяная	нефте- водяная	по залежи в целом	неф - тяная	по залежи в целом	неф - тяная	нефте- водяная	по залежи в целом	неф - тяная	нефте- водяная	по залежи в целом
Общая	Среднее значение, м	16,1	16,8	16,2	4,5	4,5	6,8	4,5	5,4	5,90	3,80	5,70
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,1	0,01	0,1	0	0	0,14	0,14	0,14	0,09	0,09	0,09
	Интервал изменения	0-24,4	14,3-20,4	0-29,1	0-4,5	0-4,5	4,2-9,0	1,0-9,1	1,0-9,1	1,3-9,0	1,3-7,9	1,3-9,0
Эффективная	Среднее значение, м	4	9,35	4,65	4,2	4,2	5,3	5,7	5,6	2,30	3,50	2,40
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,6	0,55	0,55	0	0	0,05	0,05	0,05	0,21	0,21	0,21
	Интервал изменения	0-10,6	0-19,0	0-19,0	0-4,2	0-4,2	2,2-6,9	4,1-8,1	2,2-8,1	0,6-6,9	2,1-5,8	0,6-6,9
Газонасыщен- ная	Среднее значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Коэфф. вариации, д. ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефтена- сыщенная	Среднее значение, м	5	5,8	4,2	4,2	4,2	5,3	3	3,9	2,30	1,90	2,30
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,44	0,4	0,4	0	0	0,05	0,05	0,05	0,21	0,22	0,22
	Интервал изменения	0-10,6	0-11,2	0-11,20	0-4,2	0-4,2	2,2-6,9	0,9-7,0	0,9-7,0	0,6-6,9	0,6-4,9	0,6-6,9
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	III горизонт		III горизонт		III горизонт			IV горизонт		
		Залежь Б		Залежь А		Залежь Б			Залежь Б		
		Зона залежи - блок I, кат. С ₁		Зона залежи - блок II, кат. С ₁		Зона залежи - блок II, кат. С ₁			Зона залежи - блок II, кат. С ₁		
		нефте- водяная	по залежи в целом	нефтяная	по залежи в целом	неф - тяная	нефте- водяная	по залежи в целом	газонефте- водяная	нефте- водяная	по залежи в целом
Общая	Среднее значение, м	6,40	6,40	6,30	6,30	10,40	6,30	10,30	17,70	8,30	11,00
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,30	0,30	0,01	0,01	0,03	0,00	0,04	0,05	0,62	0,44
	Интервал изменения	1,0-17,8	1,0-17,8	5,1-7,9	5,1-7,9	3,0-14,0	6,1-6,5	3,0-14,0	0,8-20,4	1,4-20,2	0,8-20,4
Эффекти - вная	Среднее значение, м	15,40	15,40	1,60	1,60	7,40	8,60	7,40	15,80	9,10	11,00
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,11	0,11	0,31	0,31	0,10	0,01	0,10	0,05	0,17	0,19
	Интервал изменения	3,4-26,3	3,4-26,3	0,8-3,4	0,8-3,4	1,4-11,4	7,7-9,4	1,4-11,4	5,9-20,7	3,0-18,7	3,0-20,7
Газона- сыщенная	Среднее значение, м	-	-	-	-	-	-	-	3,10	-	3,10
	Коэфф. вариации, д. ед.	-	-	-	-	-	-	-	0,56	-	0,56
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-	0,5-10,6	-	0,5-10,6
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефтена- сыщенная	Среднее значение, м	5,10	5,10	1,60	1,60	7,40	5,40	7,30	10,30	4,80	6,30
	Коэфф. вариаци, д. ед.	0,43	0,43	0,31	0,31	0,10	0,01	0,10	0,04	0,81	0,52
	Интервал изменения	0,6-17,4	0,6-17,4	0,8-3,4	0,8-3,4	1,4-11,4	5,0-5,8	1,4-11,4	6,2-14,5	0,5-16,6	0,5-16,6
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	IV горизонт						IV горизонт			V горизонт		
		Залежь Б						Залежь В			Залежь А		
		Зона залежи - блок I, кат. В						Зона залежи – блок I, кат. В+С ₁			Зона залежи - блок I, кат.С ₁ +С ₂		
		Газо - вая	газо-нефтя- ная	газо- нефте- водяная	нефтяная	нефте- водяная	по залежи в целом	нефтя - ная	нефте- водяная	по залежи в целом	неф - тяная	нефте- водя- ная	по залежи в целом
Общая	Среднее значение, м	18,40	19,70	12,60	18,90	11,00	18,10	13,60	7,70	8,90	4,10	2,40	4,00
	Кoeff. вариации, д. ед.	0,03	0,02	0,14	0,02	0,14	0,14	0,04	0,19	0,21	0,03	0,07	0,04
	Интервал изменения	2,2- 22,6	12,8-24,9	2,2-20,2	14,7-23,0	2,0-22,0	2,0-22,0	3,4-20,4	1,7-18,0	1,7-20,4	1,7-5,5	1,5-3,2	1,5-5,5
Эффек - тивная	Среднее значение, м	5,50	8,40	9,80	4,80	6,20	7,20	10,00	9,70	9,80	3,50	3,80	3,50
	Кoeff. вариации, д. ед.	0,30	0,16	0,06	0,40	0,04	0,23	0,16	0,07	0,09	0,05	0,06	0,05
	Интервал изменения	1,4- 11,6	1,5-15,2	6,6-16,0	1,0-13,6	4,0-10,2	1,0-16,0	1,0-17,9	4,7-20,3	1,0-20,3	1,1-5,0	2,3-5,1	1,1-5,1
Газона- сыщен-ная	Среднее значение, м	5,50	5,10	3,50	-	-	5,10	-	-	-	-	-	-
	Кoeff. вариации, д. ед.	0,30	0,29	0,23	-	-	0,04	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	1,4- 11,6	0,8-12,1	1,6-8,3	-	-	0,8-12,1	-	-	-	-	-	-
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефтена- сыщенная	Среднее значение, м	-	3,20	3,10	4,80	3,40	3,60	10,00	5,90	6,80	3,50	2,10	3,30
	Кoeff. вариации, д. ед.	-	0,34	0,23	0,40	0,37	0,37	0,16	0,20	0,25	0,05	0,12	0,07
	Интервал изменения	-	0,6-9,7	0,0-8,6	1,0-13,6	1,0-7,2	0,6-13,6	1,0-17,9	1,6-18,0	1,0-18,0	1,1-5,0	1,2-3,1	1,1-5,0
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	VI горизонт			VI горизонт		VII горизонт			VII горизонт		
		Залежь А			Залежь Б		Залежь А			Залежь Б1		
		Зона залежи - блок I, кат. С ₁			Зона залежи - блок I, кат.С ₁		Зона залежи - блок I, кат. С ₁			Зона залежи - блок I, кат. С ₁ +С ₂		
		неф - тяная	нефте- водяная	по залежи в целом	нефте- водяная	по залежи в целом	Газо-вая	газо- водяная	по залежи в целом	Газо-вая	Нефтя- ная	по залежи в целом
Общая	Среднее значение, м	3,28	3,25	3,28	8,18	8,18	6,26	3,52	5,58	1,83	1,99	1,98
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,11	0,08	0,11	0,25	0,25	0,08	0,20	0,14	0,09	0,09	0,09
	Интервал изменения	1,7-6,3	1,7-4,0	1,7-6,3	1,0-19,8	1,0-19,8	2,8-10,1	1,2-6,3	1,2-10,1	1,4-2,6	1,0-3,2	1,0-3,2
Эффектив - ная	Среднее значение, м	2,56	3,98	2,67	21,74	21,74	4,12	4,71	4,27	1,40	1,48	1,47
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,15	0,00	0,15	0,04	0,04	0,18	0,10	0,16	0,00	0,10	0,26
	Интервал изменения	0,8-5,1	3,8-4,1	0,8-5,1	6,9-30,9	6,9-30,9	0,6-8,1	2,3-7,0	0,6-8,1	1,4-1,5	0,6-2,6	0,6-2,6
Газона- сыщенная	Среднее значение, м	-	-	-	-	-	4,12	2,52	3,72	1,40	-	1,40
	Коэфф. вариации, д. ед.	-	-	-	-	-	0,18	0,34	0,24	0,00	-	0,00
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	0,6-8,1	3,0-5,2	3,0-8,1	1,3-1,5	-	1,3-1,5
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефтенасы- щенная	Среднее значение, м	2,56	2,63	2,57	6,44	6,44	-	-	-	-	1,48	1,48
	Коэфф. вариаци, д. ед.	0,15	0,13	0,15	0,30	0,30	-	-	-	-	0,10	0,10
	Интервал изменения	0,8-5,1	1,0-3,4	0,8-5,1	0,6-14,7	0,6-14,7	-	-	-	-	0,6-2,6	0,6-2,6
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	VII горизонт			VII горизонт		VIII горизонт					
		Залежь Б2			Залежь Б4		Залежь А					
		Зона залежи - блок I, кат. C ₁ +C ₂			Зона залежи - блок I, кат. C ₁		Зона залежи - блок I, кат. C ₁ +C ₂					
		неф - тяная	нефте- водяная	по залежи в целом	газовая	по залежи в целом	газовая	газо - нефтяна я	газонеф те- водяная	неф - тяная	нефте- водяная	по залежи в целом
Общая	Среднее значение, м	3,61	2,77	3,21	8,85	8,85	5,78	12,10	8,10	8,13	6,00	8,00
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,22	0,14	0,21	0,09	0,09	0,22	0,07	0,08	0,26	0,14	0,25
	Интервал изменения	1,0-8,2	0,6-4,8	0,6-8,2	3,2-11,0	3,2-11,0	2,8-12,2	5,5-17,7	4,2-9,9	2,7-14,8	2,0-10,6	2,0-17,7
Эффек - тивная	Среднее значение, м	2,70	4,67	3,65	7,40	7,40	2,85	5,14	5,25	2,89	5,66	4,28
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,15	0,07	0,17	0,14	0,14	0,21	0,19	0,01	0,18	0,11	0,25
	Интервал изменения	0,8-5,5	2,0-9,8	0,8-9,8	2,3-10,6	2,3-10,6	0,8-6,7	1,5-10,3	4,9-6,2	0,8-6,0	1,7-8,8	0,8-10,3
Газона- сыщенная	Среднее значение, м	-	-	-	7,40	7,40	2,85	2,14	1,13	-	-	2,38
	Коэфф. вариации, д. ед.	-	-	-	0,14	0,14	0,21	0,34	0,17	-	-	0,21
	Интервал изменения	-	-	-	2,3-10,6	2,3-10,6	0,8-6,7	0,6-5,6	0,6-1,8	-	-	0,6-6,7
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефтена- сыщенная	Среднее значение, м	2,70	2,34	2,53	-	-	-	3,00	2,40	2,90	3,38	3,04
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,15	0,16	0,16	-	-	-	0,37	0,03	0,18	0,24	0,28
	Интервал изменения	0,8-5,5	0,6-4,8	0,6-5,6	-	-	-	0,4-7,0	2,0-2,8	0,8-6,0	0,8-6,8	0,4-7,0
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	VIII горизонт		VIII горизонт		IX горизонт					IX горизонт	
		Залежь Б		Залежь Б		Залежь А					Залежь А	
		Зона залежи - блок I, кат. С ₂ р-н скв 69-73		Зона залежи - блок I, кат. С ₁ +С ₂ р-н скв. 54-7-227		Зона залежи - блок I, кат. В+С ₁					Зона залежи - блок II, кат. С ₂	
		газо-водяная	по залежи в целом	газо-водяная	по залежи в целом	газо - вая	газо-неф-тяная	неф - тяная	нефте-водяная	по залежи в целом	неф - тяная	по залежи в целом
Общая	Среднее значение, м	5,48	5,48	13,66	13,66	16,88	19,00	15,89	13,48	17,48	15,14	15,14
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,22	0,22	0,20	0,20	0,10	0,05	0,13	0,12	0,09	0,06	0,06
	Интервал изменения	1,7-9,6	1,7-9,6	2,9-23,8	2,9-23,8	2,2-25,0	9,1-28,3	3,3-25,8	8,1-19,5	2,2-28,3	2,1-20,3	2,1-20,3
Эффекти - вная	Среднее значение, м	26,95	26,95	14,77	14,77	5,98	6,02	4,29	7,40	5,59	2,26	2,26
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,15	0,15	0,11	0,11	0,24	0,23	0,50	0,08	0,29	0,29	0,29
	Интервал изменения	4,0-39,7	4,0-39,7	4,7-27,2	4,7-27,2	0,6-12,8	1,6-14,4	0,8-16,0	5,2-9,7	0,6-16,0	0,6-5,2	0,6-5,2
Газона-сыщенная	Среднее значение, м	4,11	4,11	6,72	6,72	5,98	2,89	-	-	4,07	-	-
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,28	0,28	0,39	0,39	0,24	0,36	-	-	0,44	-	-
	Интервал изменения	1,2-8,2	1,2-8,2	0,4-17	0,4-17	0,6-12,8	0,7-8	-	-	0,6-12,8	-	-
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефтена-сыщенная	Среднее значение, м	-	-	-	-	-	3,30	4,29	4,25	3,58	2,26	2,26
	Коэфф. вариаци, д. ед.	-	-	-	-	-	0,46	0,51	0,00	0,50	0,29	0,29
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	0,7-9,5	0,8-16,0	4,0-4,6	0,7-16,0	0,6-5,2	0,6-5,2
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	IX горизонт				IX горизонт		IX горизонт		
		Залежь Б ₁				Залежь Б ₁		Залежь Б ₂		
		Зона залежи - блок I, кат. В+С ₁				Зона залежи - блок II, кат. В+С ₁		Зона залежи - блок I, кат. В+С ₁		
		газо - нефтяная	нефтяная	нефте- водяная	по залежи в целом	нефтяная	по залежи в целом	нефтяная	нефте- водяная	по залежи в целом
Общая	Среднее значение, м	25,04	18,92	17,06	20,39	13,13	13,13	15,30	12,80	14,87
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,04	0,11	0,21	0,11	0,05	0,05	0,26	0,22	0,27
	Интервал изменения	11,5-36,7	1,2-30,7	4,0-28,9	1,2-36,7	4,3-23,6	4,3-23,6	1,3-34,1	2,9-24,5	1,3-34,1
Эффективная	Среднее значение, м	20,01	8,59	11,34	11,62	3,64	3,64	8,60	11,57	9,10
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,11	0,51	0,19	0,46	0,23	0,23	0,63	0,25	0,55
	Интервал изменения	2,0-32,9	0,6-24,0	3,0-17,2	0,6-32,9	1,0-8,2	1,0-8,2	0,8-31,5	2,5-23,9	0,8-31,5
Газона- сыщенная	Среднее значение, м	5,00	-	-	5,00	-	-	-	-	-
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,44	-	-	0,44	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,8-12,4	-	-	0,8-12,4	-	-	-	-	-
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефтенасы- щенная	Среднее значение, м	15,00	8,59	9,09	10,24	3,64	3,64	8,60	7,23	8,36
	Коэфф. вариаций, д. ед.	0,14	0,51	0,24	0,40	0,23	0,23	0,63	0,43	0,60
	Интервал изменения	1,1-25,9	0,6-24,00	1,8-15,7	0,6-25,9	1,0-8,2	1,0-8,2	0,8-31,5	0,8-19,9	0,8-31,5
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	IX горизонт			IX горизонт			IX горизонт			IX горизонт	
		Залежь Б2			Залежь Б3			Залежь Б3			Залежь Б3'	
		Зона залежи - блок II, кат. В+С ₁			Зона залежи - блок I, кат. С ₁			Зона залежи - блок II, кат. С ₁			Зона залежи - блок II, кат. С ₁ р-н 18-20	
		нефтяная	нефте- водяная	по залежи в целом	нефтяная	нефте- водяная	по залежи в целом	нефтяная	нефте- водяная	по залежи в целом	нефтяная	по залежи в целом
Общая	Среднее значение, м	30,23	19,08	29,92	6,34	12,92	6,83	8,08	5,31	7,45	15,39	15,39
	Кoeff. вариации, д. ед.	0,10	0,48	0,11	0,31	0,05	0,33	0,21	0,14	0,23	0,01	0,01
	Интервал изменения	3,4-44,0	5,8-32,3	3,4-44,0	1,1-15,8	9,0-17,4	1,1-17,4	1,8-17,0	1,5-8,6	1,5-17,0	13,5-17,3	13,5-17,3
Эффекты - вная	Среднее значение, м	7,35	20,30	7,71	3,38	10,13	3,88	3,18	4,44	3,47	11,1	11,1
	Кoeff. вариации, д. ед.	0,34	0,23	0,42	0,64	0,05	0,68	0,44	0,19	0,38	0,26	0,26
	Интервал изменения	0,8-18,5	10,5-30,1	0,8-30,1	0,6-12,6	8,0-13,6	0,6-13,6	0,6-8,2	2,1-8,8	0,6-8,8	5,4-16,8	5,4-16,8
Газона- сыщенная	Среднее значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Кoeff. вариации, д. ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефтенасы- щенная	Среднее значение, м	7,35	14,70	7,55	3,38	7,90	3,74	3,18	2,54	3,04	11,1	11,1
	Кoeff. вариации, д. ед.	0,34	0,56	0,40	0,64	0,07	0,61	0,44	0,24	0,42	0,26	0,26
	Интервал изменения	0,8-18,5	3,7-25,8	0,8-25,7	0,6-12,6	6,0-11,4	0,6-12,6	0,6-8,2	1,0-4,50	0,6-8,2	5,4-16,8	5,4-16,8
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	Х горизонт			Х горизонт			Х горизонт			Х горизонт		
		Залежь А			Залежь А'			Залежь А1'			Залежь А1		
		Зона залежи - блок I, кат. В+С ₁			Зона залежи - блок I, кат. С ₁ +С ₂			Зона залежи - блок I, кат. С ₁			Зона залежи - блок II, кат. В+С ₁		
		неф - тяная	нефте- водя- ная	по залежи в целом	неф - тяная	нефте- водяна я	по залежи в целом	нефтян ая	нефте- водяна я	по залежи в целом	нефтян ая	нефте- водяна я	по залежи в целом
Общая	Среднее значение, м	24,37	19,71	20,48	4,61	6,49	5,23	10,56	8,19	9,05	19,13	18,31	18,43
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,06	0,07	0,07	0,45	0,05	0,29	0,15	0,17	0,18	0,12	0,15	0,14
	Интервал изменения	15,1- 33,6	1,2-30,3	1,2-33,6	1,2-8,5	5,0-8,0	1,2-8,5	4,3-15,6	2,2-15,5	2,2-15,6	8,8-34,4	0,7-30,1	0,7-34,4
Эффективная	Среднее значение, м	11,98	20,96	19,47	3,43	8,95	5,27	8,72	13,06	11,51	11,44	27,95	25,49
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,30	0,13	0,17	0,43	0,00	0,37	0,18	0,02	0,08	0,21	0,08	0,15
	Интервал изменения	4,0-27,5	1,9-37,9	1,9-37,9	1,2-6,4	8,7-9,2	1,2-9,2	3,6-13,1	10,8- 15,2	3,6-15,2	4,0-21,9	4,8-43,7	4,0-43,7
Газона- сыщенная	Среднее значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Коэфф. вариации, д. ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефтенасы- щенная	Среднее значение, м	11,98	12,36	12,30	3,43	5,35	4,07	8,72	6,82	7,50	11,44	14,18	13,77
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,30	0,27	0,27	0,43	0,09	0,30	0,18	0,26	0,24	0,21	0,20	0,20
	Интервал изменения	4,0-21,5	0,4-26,4	0,4-27,5	1,2-6,4	3,7-7,0	1,2-7,0	3,6-13,1	2,0-14,6	2,0-14,6	4,0-21,9	0,7-26,3	0,7-26,3
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	Х горизонт			Х горизонт		Х горизонт			Х горизонт		XI горизонт		XI горизонт	
		Залежь Б ₁			Залежь Б ₂		Залежь Б ₃			Залежь Б ₃					
		Зона залежи - блок I, кат. С ₁ +С ₂			Зона залежи - блок I, кат. С ₁ +С ₂		Зона залежи - блок I, кат. В			Зона залежи - блок II, кат. С ₁		Зона залежи - блок I, кат В+С ₁		Зона залежи - блок II, кат. С ₁	
		неф- тя- ная	нефте водя- ная	по залеж и в целом	Нефтя -ная	по залеж и в целом	неф- тя- ная	нефте -водя -ная	по залеж и в целом	Неф- те- водя - ная	по залеж и в целом	Неф- те- водя - ная	по залеж и в целом	Неф- те- водя - ная	по залеж и в целом
Общая	Среднее значение, м	9,06	4,98	7,92	6,57	6,57	7,67	5,75	7,39	9,32	9,32	10,80	10,80	6,67	6,67
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,14	0,24	0,15	0,16	0,16	0,21	0,22	0,22	0,20	0,20	0,21	0,21	0,32	0,32
	Интервал изменения	1,1- 16,0	2,5-7,4	1,1- 16,0	1,6- 10,4	1,6- 10,4	1,7- 18,5	1,4- 10,5	1,4- 18,5	3,6- 17,3	3,6- 17,3	1,5- 27,5	1,5- 27,5	2,2- 15,7	2,2- 15,7
Эффекти- вная	Среднее значение, м	3,85	4,85	3,90	3,37	3,37	5,13	6,46	5,32	10,0	10,0	30,15	30,15	19,16	19,16
	Коэфф. вариации, д. ед.	0,44	0,05	0,42	0,29	0,29	0,51	0,17	0,45	0,11	0,11	0,27	0,27	0,26	0,26
	Интервал изменения	0,6- 13,4	3,8-5,9	0,6- 13,4	0,7-7,3	0,7-7,3	0,8- 13,8	2,6- 10,7	0,8- 13,8	4,7- 17,3	4,7- 17,3	0,6- 64,3	0,6- 64,3	1,4- 34,9	1,4- 34,9
Газона- сыщенная	Среднее значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Коэфф. вариации, д. ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефтена- сыщенная	Среднее значение, м	3,85	3,60	3,84	3,37	3,37	5,13	3,68	4,92	6,73	6,73	8,1	8,1	5,23	5,23
	Коэфф. вариаци, д. ед.	0,44	0,20	0,43	0,29	0,29	0,51	0,48	0,52	0,33	0,33	0,35	0,35	0,42	0,42
	Интервал изменения	0,6- 13,4	2,0-5,2	0,6- 13,4	0,7-7,3	0,7-7,3	0,8- 13,8	0,8-7,6	0,8- 13,8	2,3- 15,00	2,3- 15,00	0,6- 19,1	0,6- 19,1	1,1- 12,2	1,1- 12,2
	Средневзвеш. значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 2.2.2-Статистические показатели характеристик неоднородности пласта

Горизонт	блок	Категория запасов	Кол-во определений	Коэффициент песчанистости, д.ед.			Коэффициент расчленённости, д.ед.		
				среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменений	среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменений
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ю-IIA	I	C ₁	118	0.263	0.312	0.070-0.684	1.6	0.216	1-4
Ю-IIA1	II	C ₂	1	0.933	0	0.9333	1	0	1
Ю-IIБ	I	C ₁	50	0.7	0.14	0.2-1	1.2	0.11	1-2
Ю-IIIA	I	C ₁	132	0.4	0.64	0.1-1.0	1.3	0.18	1-3
Ю-IIIA	II	C ₁	11	0.3	0.23	0.1-0.5	1.2	0.11	1.0-2.0
Ю-IIIB	I	C ₁	103	0.8	0.06	0.2-1.0	1.4	0.18	1.0-3.0
Ю-IIIB	II	C ₁	75	0.7	0.05	0.3-1.0	2.5	0.11	1.0-4.0
Ю-IVБ	I	B+C ₁	197	0.4	0.44	0.1-1.0	2.8	0.18	1.0-8.0
Ю-IVБ	II	C ₁	74	0.6	0.09	0.1-1.0	2.4	0.3	1.0-6.0
Ю-IVB	I	B+C ₁	172	0.8	0.04	0.1-1.0	2	0.26	1.0-5.0
Ю-VA	I	C ₁ +C ₂	92	0.8	0.02	0.4-1.0	1	0.04	1.0-2.0
Ю-VIA	I	C ₁	52	0.8	0.03	0.3-1.0	1.1	0.06	1.0-2.0
Ю-VIB	I	C ₁	124	0.77	0.04	0.3-1.0	1.38	0.25	1.0-5.0
Ю-VIIA	I	C ₁	52	0.65	0.07	0.2-1.0	1.63	0.16	1.0-3.0
Ю-VIIB ₁	I	C ₁ +C ₂	38	0.76	0.05	0.5-1.0	1.08	0.06	1.0-2.0
Ю-VIIB ₂	I	C ₁ +C ₂	50	0.82	0.02	0.4-1.0	1.18	0.13	1.0-3.0
Ю-VIIB ₄	I р-н скв. 221, 237	C ₁	6	0.82	0.02	0.7-1.0	2	0.08	1.0-3.0
Ю-VIIIA	I	C ₁ +C ₂	122	0.49	0.16	0.1-1.0	1.91	0.24	1.0-5.0

Продолжение таблицы 2.2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ю-VIIIБ	I р-н скв. 69-73	C ₂	13	0.79	0.08	0.2-1.0	1.23	0.21	1.0-2.0
Ю-VIIIБ	I р-н скв. 54-7-227	C ₁ +C ₂	45	0.51	0.28	0.04-1.0	1.8	0.32	1.0-4.0
Ю-IXА	I	B+C ₁	169	0.32	0.2	0.04-0.9	2.82	0.21	1.0-9.0
Ю-IXА	II	C ₂	61	0.16	0.3	0.1-0.4	1.95	0.26	1.0-5.0
Ю-IXБ1	I	B+C ₁	173	0.54	0.27	0.04-1.0	3.06	0.3	1.0-8.0
Ю-IXБ1	II	B+C ₁	73	0.28	0.17	0.1-0.6	2.45	0.21	1.0-5.0
Ю-IXБ2	I	B+C ₁	158	0.53	0.22	0.1-1.0	2.53	0.32	1.0-7.0
Ю-IXБ2	II	B+C ₁	72	0.26	0.34	0.1-0.8	4.15	0.23	1.0-9.0
Ю-IXБ3	I	C ₁	54	0.53	0.17	0.1-1.0	1.87	0.34	1.0-5.0
Ю-IXБ3	II	C ₁	40	0.44	0.24	0.1-0.9	1.7	0.21	1.0-4.0
Ю-IXБ3'штр	II р-н скв. 18-20	C ₁	2	0.69	0.18	0.4-1.0	1.5	0.11	1.0-2.0
Ю-ХА	I	B+C ₁	115	0.59	0.17	0.03-1.0	3.07	0.3	1.0-8.0
Ю-ХА'	I р-н скв. 95, 300	C ₁	6	0.79	0.02	0.7-1.0	1.5	0.111	1.0-2.0
Ю-ХА1'	I	C ₁	14	0.82	0.02	0.5-0.9	1.86	0.24	1.0-4.0
Ю-ХА1	II	B+C ₁	67	0.75	0.05	0.1-1.0	2.85	0.36	1.0-7.0
Ю-ХБ1	I	C ₁	43	0.5	0.16	0.1-0.9	1.86	0.14	1.0-4.0
Ю-ХБ2	I р-н скв. 54, 173, 258	C ₁	20	0.5	0.08	0.2-0.8	1.45	0.21	1.0-3.0
Ю-ХБ3	I	B	63	0.65	0.17	0.1-1.0	1.49	0.2	1.0-3.0
Ю-ХБ3	II	C ₁	15	0.72	0.08	0.3-1.	1.87	0.45	1.0-5.0
Ю-ХI	I	B+C ₁	64	0.73	0.12	0.1-1.0	1.25	0.26	1.0-4.0
Ю-ХI	II	C ₁	9	0.73	0.05	0.4-0.9	1.44	0.22	1.0-3.0

Таблица 2.2.3- Характеристика коллекторских свойств залежей продуктивных горизонтов

Метод определения	Наименование	Пористость, д.ед.									
		Ю-ПА I блок	Ю-ПА ₁ II блок	Ю-ПБ I блок	Ю-ПА I блок	Ю-ПБ I блок	Ю-ПА II блок	Ю-ПБ II блок	Ю-IVБ I блок	Ю-IVБ I блок	Ю-IVБ II блок
Лабораторные (керна)	Кол-во скважин	8	2	8	7		1		6		2
	Кол-во определений	20	7	20	149		2		127		11
	Среднее знач.	0,219	0,21	0,219	0,19		0,184		0,198		0,193
	Коэф. вариаций	0,029	0,007	0,029	0,013		0,03		0,016		0,007
	Инт-л изменения	0,11-0,28	0,18-0,25	0,11-0,28	0,13-0,26		0,17-0,19		0,12-0,26		0,16-0,22
Геофизические	Кол-во скважин	113	1	48	128	153	11	75	188	167	74
	Кол-во определений	196	1	63	182	99	13	225	568	368	205
	Среднее знач.	0,216	0,25	0,21	0,19	0,21	0,18	0,2	0,2	0,2	0,19
	Коэф. вариаций	0,023	0	0,01	0,02	0,02	0,04	0,02	0,02	0,03	0,02
	Инт-л изменения	0,14-0,30	-	0,16-0,28	0,12-0,27	0,12-0,28	0,12-0,24	0,13-0,27	0,12-0,30	0,12-0,30	0,12-0,25
Гидродинами- ческие	Кол-во скважин	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Кол-во определений	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Среднее знач.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Коэф. вариаций	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Инт-л изменения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.3

Метод определения	Наименование	Пористость, д.ед.									
		Ю-VA I блок	Ю-VIA I блок	Ю-VIB I блок	Ю-VIIA I блок	Ю-VIIB1 I блок	Ю-VIIB2 I блок	Ю-VIIB4 I блок	Ю-VIIA I блок	Ю-VIIB I блок район 420 скв	Ю-VIIB I блок район 54-7- 227 скв
Лабораторные (керна)	Кол-во скважин	6	5		4				5		
	Кол-во определений	30	32		19				24		
	Среднее знач.	0,216	0,2		0,185				0,2		
	Коэф. вариаций	0,016	0,017		0,038				0,021		
	Инт-л изменения	0,12-0,26	0,13-0,25		0,12-0,244				0,14-0,25		
Геофизические	Кол-во скважин	86	50	122	50	34	50	5	118	12	42
	Кол-во определений	109	55	221	93	39	63	10	240	17	96
	Среднее знач.	0,21	0,18	0,19	0,19	0,19	0,18	0,2	0,18	0,17	0,18
	Коэф. вариаций	0,03	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,03	0,02	0,03
	Инт-л изменения	0,12-0,29	0,13-0,22	0,12-0,27	0,12-0,25	0,15-0,26	0,13-0,24	0,15-0,23	0,12-0,28	0,14-0,22	0,12-0,27
Гидродинами - ческие	Кол-во скважин	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Кол-во определений	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Среднее знач.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Коэф. вариаций	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Инт-л изменения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.3

Метод определения	Наименование	Пористость, д.ед.								
		Ю-IXА I блок	Ю-IXБ1 I блок	Ю-IXБ2 I блок	Ю-IXБ3 I блок	Ю-IXА II блок	Ю-IXБ1 II блок	Ю-IXБ2 II блок	Ю-IXБ3 II блок	Ю-IXБ3 р-н 18-20, II блок
Лабораторные (керн)	Кол-во скважин	11				6				
	Кол-во определений	109				8				
	Среднее значение	0,19				0,18				
	Кэф. вариаций	0,014				0,016				
	Инт-л изменения	0,12-0,24				0,14-0,22				
Геофизические	Кол-во скважин	165	171	153	54	60	72	72	40	2
	Кол-во определений	484	601	437	108	117	191	314	71	5
	Среднее значение	0,18	0,18	0,18	0,17	0,18	0,18	0,17	0,17	0,16
	Кэф. вариаций	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01
	Инт-л изменения	0,12-0,29	0,12-0,30	0,12-0,27	0,12-0,25	0,12-0,25	0,13-0,25	0,12-0,26	0,13-0,22	0,15-0,18
Гидродинами- ческие	Кол-во скважин	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Кол-во определений	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Кэф. вариаций	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Инт-л изменения	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.3

Метод определения	Наименование	Пористость, д.ед.									
		Ю-ХА I блок	Ю-ХА' I блок	Ю-ХА1' I блок	Ю-ХБ1 I блок	Ю-ХБ2 I блок	Ю-ХБ3 I блок	Ю-ХА1 II блок	Ю-ХБ3 II блок	Ю-Х1 I блок	Ю-Х1 II блок
Лабораторные (кern)	Кол-во скважин	11						4		2	
	Кол-во определений	111						26		6	
	Среднее значение	0,173						0,16		0,199	
	Коэф. вариаций	0,018						0,012		0,067	
	Инт-л изменения	0,13-0,24						0,12-0,19		0,144-0,29	
Геофизические	Кол-во скважин	115	6	14	45	28	63	67	15	60	9
	Кол-во определений	398	12	33	88	39	107	284	35	106	15
	Среднее значение	0,17	0,18	0,18	0,16	0,16	0,17	0,17	0,16	0,16	0,16
	Коэф. вариаций	0,02	0,04	0,02	0,02	0,03	0,03	0,01	0,01	0,03	0,03
	Инт-л изменения	0,12-0,27	0,14-0,,24	0,14-0,24	0,12-0,22	0,12-0,22	0,12-0,25	0,13-0,24	0,12-0,21	0,11-0,25	0,12-0,22
Гидродинами - ческие	Кол-во скважин	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Кол-во определений	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Коэф. вариаций	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Инт-л изменения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.3

Метод определения	Наименование	Нефтенасыщенность, доли единиц									
		Ю-ПА I блок	Ю-ПА1 II блок	Ю-ПБ I блок	Ю-ПА I блок	Ю-ПБ I блок	Ю-ПА II блок	Ю-ПБ II блок	Ю-IVБ I блок	Ю-IVБ I блок	Ю-IVБ II блок
Лабораторные (кери)	Кол-во скважин										
	Кол-во определений										
	Среднее значение										
	Коэф. вариаций										
	Инт-л изменения										
Геофизические	Кол-во скважин	106	1	46	114	84	7	74	170	149	66
	Кол-во определений	165	1	58	155	123	9	192	450	274	162
	Среднее значение	0,605	0,65	0,57	0,58	0,57	0,56	0,59	0,57	0,56	0,55
	Коэф. вариаций	0,021	0	0,01	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,01
	Инт-л изменения	0,445-0,850	-	0,445-0,74	0,445-0,78	0,445-0,82	0,45-0,71	0,445-0,79	0,445-0,77	0,445-0,79	0,445-0,83
Гидродинамические	Кол-во скважин										
	Кол-во определений										
	Среднее значение										
	Коэф. вариаций										
	Инт-л изменения										

Продолжение таблицы 2.2.3

Метод определения	Наименование	Нефтенасыщенность, доли единиц									
		Ю-VA I блок	Ю-VIA I блок	Ю-VIB I блок	Ю-VIIA I блок	Ю-VIIB1 I блок	Ю-VIIB2 I блок	Ю-VIIB4 I блок	Ю-VIIA I блок	Ю-VIIB I блок район 420 скв	Ю-VIIB I блок район 471 скв
Лабораторные (керн)	Кол-во скважин										
	Кол-во определений										
	Среднее значение										
	Коэф. вариаций										
	Инт-л изменения										
Геофизические	Кол-во скважин	77	33	113	43	33	40	5	102	6	29
	Кол-во определений	93	36	183	71	37	45	9	189	9	63
	Среднее значение	0,58	0,55	0,57	0,56	0,57	0,55	0,6	0,57	0,5	0,58
	Коэф. вариаций	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02
	Инт-л изменения	0,445-0,83	0,45-0,71	0,445-0,83	0,445-0,77	0,445-0,78	0,45-0,72	0,49-0,68	0,445-0,84	0,445-0,56	0,46-0,78
Гидродинамичес кие	Кол-во скважин										
	Кол-во определений										
	Среднее значение										
	Коэф. вариаций										
	Инт-л изменения										

Продолжение таблицы 2.2.3

Метод определения	Наименование	Нефтенасыщенность, доли единиц								
		Ю-IXА I блок	Ю-IXБ ₁ I блок	Ю-IXБ ₂ I блок	Ю-IXБ ₃ I блок	Ю-IXА II блок	Ю-IXБ ₁ II блок	Ю-IXБ ₂ II блок	Ю-IXБ ₃ II блок	Ю-IXБ ₃ ' р-н 18-20 II блок
Лабораторные (керн)	Кол-во скважин									
	Кол-во определений									
	Среднее знач.									
	Коеф. вариаций									
	Инт-л изменения									
Геофизические	Кол-во скважин	162	164	124	47	51	71	70	27	2
	Кол-во определений	465	546	322	89	99	184	241	47	5
	Среднее знач.	0,63	0,62	0,57	0,6	0,58	0,61	0,58	0,53	0,64
	Коеф. вариаций	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Инт-л изменения	0,445-0,84	0,445-0,84	0,445-0,83	0,445-0,78	0,46-0,76	0,445-0,79	0,45-0,78	0,445-0,76	0,53-0,73
Гидродинамические	Кол-во скважин									
	Кол-во определений									
	Среднее знач.									
	Коеф. вариаций									
	Инт-л изменения									

Продолжение таблицы 2.2.3

Метод определения	Наименование	Нефтенасыщенность, доли единиц									
		Ю-ХА I блок	Ю-ХА' I блок	Ю-ХА ₁ ' I блок	Ю-ХБ ₁ I блок	Ю-ХБ ₂ I блок	Ю-ХБ ₃ I блок	Ю-ХА ₁ II блок	Ю-ХБ ₃ II блок	Ю-ХI I блок	Ю-ХI II блок
Лабораторные (кери)	Кол-во скважин										
	Кол-во определений										
	Среднее знач.										
	Коэф. вариаций										
	Инт-л изменения										
Геофизические	Кол-во скважин	83	6	12	34	24	51	57	7	49	7
	Кол-во определений	199	12	23	63	32	80	163	16	69	9
	Среднее знач.	0,55	0,55	0,55	0,54	0,58	0,59	0,53	0,51	0,56	0,5
	Коэф. вариаций	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01
	Инт-л изменения	0,45-0,77	0,45-0,7	0,45-0,75	0,45-0,72	0,46-0,76	0,45-0,77	0,445-0,75	0,45-0,6	0,445-0,85	0,45- 0,62
Гидродинамические	Кол-во скважин										
	Кол-во определений										
	Среднее знач.										
	Коэф. вариаций										
	Инт-л изменения										

Продолжение таблицы 2.2.3

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²									
		Ю-ПА I блок	Ю-ПА1 I блок	Ю-ПБ I блок	Ю-ПА1 II блок	Ю-ПА I блок	Ю-ПБ I блок	Ю-ПБ II блок	Ю-IVA I блок	Ю-IVБ I блок	Ю-IVВ I блок
Лабораторные (кери)	Кол-во скважин	8			2	6		1	6		
	Кол-во определений	20			7	149		2	74		
	Среднее значение	0,049			0,006	0,043		0,055	0,122		
	Козф. вариаций	2,5			3,06	0,673		0,523	5,411		
	Инт-л изменения	0,002-0,316			0,001-0,031	0,001-0,160		0,015-0,095	0,001-1,399		
Геофизические	Кол-во скважин										
	Кол-во определений										
	Среднее значение										
	Козф. вариаций										
	Инт-л изменения										
Гидродинамические	Кол-во скважин	4		1		4		3	13		
	Кол-во определений	5		1		6		5	21		
	Среднее значение	46,7		24,8		15,5		64,7	40,2		
	Козф. вариаций	1,148		1		0,061		1,53	0,439		
	Инт-л изменения	7,33 – 125,4		24,8		4,56 – 33,5		5,55 – 205,9	2,33 – 220,5		

Продолжение таблицы 2.2.3

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²									
		Ю-IVA II блок	Ю-IVБ II блок	Ю-VA I блок	Ю-VIA I блок	Ю-VIB I блок	Ю-VIIA I блок	Ю-VIIB1 I блок	Ю-VIIB2 I блок	Ю-VIIB3 I блок	Ю-VIIB4 I блок
Лабораторные (кери)	Кол-во скважин	2		5	3		4				
	Кол-во определений	11		16	13		14				
	Среднее значение	0,014		0,037	0,016		0,024				
	Коэф. вариаций	0,495		0,429	1,360		1,734				
	Инт-л изменения	0,002-0,038		0,009-0,09	0,002-0,060		0,002-0,122				
Геофизические	Кол-во скважин										
	Кол-во определений										
	Среднее значение										
	Коэф. вариаций										
	Инт-л изменения										
Гидродинамические	Кол-во скважин	12		-	13						
	Кол-во определений	19		-	21						
	Среднее значение	27,6		-	31,8						
	Коэф. вариаций	0,439		-	1,52						
	Инт-л изменения	1,77 – 155,2		-	0,44 - 109,9						

Продолжение таблицы 2.2.3

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²											
		Ю-VIIА I блок	Ю-VIIБ I блок р-н 420 скв	Ю-VIIIБ I блок р-н 471 скв	Ю-IXА I блок	Ю-IXБ ₁ I блок	Ю-IXБ ₂ I блок	Ю-IXБ ₃ I блок	Ю-IXА II блок	Ю-IXБ ₁ II блок	Ю-IXБ ₂ II блок	Ю-IXБ ₃ II блок	Ю-IXБ ₃ ' II блок р- н 18-20
Лабораторные (керна)	Кол-во скважин	5			11				6				
	Кол-во определений	23			110				8				
	Среднее значение	0,018			0,100				0,031				
	Козф. вариаций	1,665			1,464				1,645				
	Инт-л изменения	0,002-0,125			0,001-0,830				0,001-0,123				
Геофизические	Кол-во скважин												
	Кол-во определений												
	Среднее значение												
	Козф. вариаций												
	Инт-л изменения												
Гидродинамические	Кол-во скважин				5	56				21			
	Кол-во определений				8	85				30			
	Среднее значение				11,6	27,15				20,4			
	Козф. вариаций				1,327	0,66				0,256			
	Инт-л изменения				3,75 – 32,7	309,2				60,7			

Продолжение таблицы 2.2.3

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²									
		Ю-ХА I блок	Ю-ХА' I блок	Ю-ХА ₁ ' I блок	Ю-ХБ ₁ I блок	Ю-ХБ ₂ I блок	Ю-ХБ ₃ I блок	Ю-ХА ₁ II блок	Ю-ХБ ₃ II блок	Ю-ХI I блок	Ю-ХI II блок
Лабораторные (кern)	Кол-во скважин	11						3		4	
	Кол-во определений	111						25		65	
	Среднее значение	0,061						0,017		0,065	
	Коэф. вариаций	4,379						1,058		3,65	
	Инт-л изменения	0,001-0,602						0,002-0,094		0,001-0,624	
Геофизические	Кол-во скважин										
	Кол-во определений										
	Среднее значение										
	Коэф. вариаций										
	Инт-л изменения										
Гидродинамические	Кол-во скважин	36			7			18		9	
	Кол-во определений	51			10			24		12	
	Среднее значение	38,8			91,6			37,2		96,1	
	Коэф. вариаций	2,279			2,63			1,48		2,465	
	Инт-л изменения	0,216 - 315			2,08 – 396,9			0,216 – 315,4		6,9 - 495	

2.3 Свойства нефти, газа и воды

Основной объем исследований начальных физико-химических свойств пластовой нефти юрских продуктивных отложений месторождения Асар был выполнен на стадии разведки и пробной эксплуатации в достаточно ограниченном количестве.

Обобщение результатов исследований пластового флюида за весь период разработки месторождения выполнялись при составлении «Подсчета запасов нефти и газа» 2010 [12] и «Технологической схемы разработки» 2010 [14], а также «Проекта разработки» 2018 г [25].

В настоящем отчете представлены текущие свойства пластовых флюидов месторождения Асар юрских продуктивных залежей по результатам новых исследований [36-47], полученных в период 2018-2023 гг., после составления документа ПР 2018 г. [25], по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

2.3.1 Свойства нефти в пластовых условиях

Для уточнения свойств пластовой нефти по разрабатываемым объектам месторождения Асар, а также в рамках контроля за их изменениями в процессе разработки юрских продуктивных залежей углеводородов, после составления документа [25] в период 2018–2023 годы были отобраны и исследованы 21 глубинных и 33 рекомбинированных проб пластовой нефти из 42 скважин (таблица 2.3.1)

Распределение скважин по горизонтам следующее:

- горизонт Ю-ПА, I блок – скважина №2 (рекомб.);
- горизонт Ю-ШАБ, I блок – скважина №77 (рекомб.);
- горизонт Ю-ШБ, II блок – скважины №№860, 702 (рекомб.);
- горизонт Ю-IV, I блок – скважины №№147, 281 (рекомб.);
- горизонт Ю-IV, II блок - скважины №№806, 859, 486 (рекомб.) и 810 и 703 (глуб.);
- горизонт Ю-VI, I блок - скважины №№1003, 1020 (рекомб.);
- горизонт Ю-VI, II блок -скважина №890 (рекомб.);
- горизонт Ю-IXБ, I блок - скважины №№256, 466, 468, 493 (глуб.), №№259, 418, 419, 267, 493, 724 (рекомб.);
- горизонт Ю-IXБ, II блок - скважина №762 (глуб.), №№462, 761, 766, 756, 770, 471, 479, 410 (рекомб.);
- горизонт Ю-IXА, I блок - скважина №888 (глуб.);
- горизонт Ю-ХА, I блок – скважина №№424, 305 (рекомб.);
- горизонт Ю-ХА, II блок - скважины №№710, 711, 872 (рекомб.);
- горизонт Ю-ХБ, II блок – скважина №№302 (глуб.), 1009 (рекомб.);
- горизонт Ю-Х, Ia блок - 901 (рекомб.).



Таблица 2.3.1– Результаты исследований глубинных проб нефти. Месторождение Асар. По состоянию изученности на 02.01.2024 г.

Скв.	Гори онт, залежь/блок	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Пластовые условия РVT		Давлен ие насыще ния, МПа	Газосодержание		Коэффициент			Усад ка, %	Плотность, г/см ³		Вяз кость, мПа*с
				давл ение, МПа	темпе ратура , °С		м ³ /т	м ³ /м ³	объем ный, д. ед	сжимае мости, 10 ⁻⁴ / МПа	раствор и мости м ³ /м ³ / МПа		плас товые условия	при 20°С	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт Ю-ПА															
I-блок															
2 рек.	Ю-Па	1577-1585	22.06.18	27,4	82	13,2	103,50	87,89	1,215	18,43	6,65	17,69	0,7530	0,8663	1,12
Горизонт Ю-ПАБ															
I-блок															
77 рек.	Ю- ШАБ	1657,5-1661, 1668-1673	04.09.19	20,3	70	16,1	115,05	99,23	1,268	22,85	6,16	21,14	0,7642	0,8625	1,15
Горизонт Ю-ШБ															
II-блок															
860 рек.	Ю-ШБ	1716-1726	13.06.18	20,3	88	12,4	93,12	80,47	1,186	18,24	6,48	15,68	0,7621	0,8642	1,34
702 рек	Ю-ШБ	1722-1726, 1727-1734	08.10.20	18,0	70	13,0	95,43	82,13	1,203	19,41	6,32	16,87	0,7523	0,8606	1,42
Среднее по горизонту Ю-Ш (II-блок)						12,7	94,28	81,30	1,195	18,83	6,40	16,28	0,7572	0,8624	1,38
Горизонт Ю-IV															
I-блок															
147 рек.	Ю-IV	1734-1739, 1739-1756	20.09.18	20,30	75	15,6	117,25	100,77	1,240	22,65	6,46	19,35	0,7242	0,8595	3,68
281 рек.	Ю-IV	1764,5-1768,5	04.09.19	20,27	75	14,2	95,41	80,16	1,223	20,21	5,65	18,23	0,7523	0,8402	2,15
Среднее по горизонту Ю-IV (I-блок)						14,9	106,33	90,47	1,232	21,43	6,06	18,79	0,7383	0,8499	2,92
II-блок															
810 глуб.	Ю-IV	1730-1740/ 1200 м	27.10.18	20,30	75	9,60	69,36	60,01	1,143	20,203	6,25	12,51	0,7473	0,8752	2,25
						9,30	67,03	57,99	1,141	18,98	6,24	12,36	0,7461	0,8652	2,31
						8,01	55,21	47,77	1,122	16,43	5,96	10,87	0,7521	0,8652	2,75
Среднее по пробам скважина 810						8,97	63,87	55,26	1,135	18,55	6,15	11,91	0,7485	0,8652	2,44
859 рек.	Ю-IV	1735-1742	14.05.18	20,3	75	15,8	114,34	99,22	1,229	20,47	6,28	18,63	0,7310	0,8678	0,96
806 рек.	Ю-IV	1740,5-1742, 1745-1750	04.09.19	20,27	85	7,1	44,98	38,93	1,108	17,56	5,48	9,75	0,7852	0,8654	3,45
486 рек	Ю-IV	1727-1731	08.09.22	20,3	75	14,5	103,48	89,15	1,252	19,87	6,15	20,13	0,7556	0,8616	2,67
703* глуб	Ю-IV	1752-1755; 1758-1761	18.07.23	18,6	84	3,5	23,96	20,09	1,058	5,52	5,74	10,24	0,7902	0,8385	4,12
Среднее по горизонту Ю-IV (II-блок)						11,6	81,67	70,64	1,181	19,11	6,02	15,11	0,7551	0,8650	2,38

Продолжение таблицы 2.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт Ю-VIB															
I-блок															
1003 рек.	Ю-VIB	2003,7-2205,5	16.06.18	19,0	79	8,8	56,54	47,74	1,124	12,02	5,42	11,03	0,7971	0,8443	1,05
1020 рек.	Ю-VIB	1955,06-2150,2	04.09.19	18,24	80	15,5	106,65	91,03	1,248	22,14	5,87	19,54	0,7285	0,8535	1,24
890 рек	Ю-VIB	1987-1900	29.11.22	18,0	80	9,0	65,12	56,16	1,155	17,56	6,24	13,42	0,7582	0,8624	2,75
Среднее по горизонту Ю-VI						11,1	76,10	64,98	1,176	17,24	5,84	14,66	0,7613	0,8534	1,68
Горизонт Ю-IXБ															
I-блок															
418 рек.	Ю-IXБ	2060-2065	23.06.18	27,0	88	11,2	80,06	67,96	1,188	14,54	6,07	15,82	0,7703	0,8489	2,0
419 рек.	Ю-IXБ	2003-2020	12.06.18	27,0	88	18,8	128,56	109,76	1,257	22,86	6,77	20,44	0,7213	0,8538	0,81
259 рек.	Ю-IXБ	2046-2052	17.06.18	27,4	88	16,2	132,0	111,42	1,280	22,15	6,87	21,88	0,7400	0,8441	1,20
256*глуб	Ю-IXБ	2029-2037	23.11.19	27,4	88	2,96	22,90	19,60	1,053	15,66	6,76	5,03	0,8277	0,8558	3,30
305 рек.	Ю-IXБ	2011-2017,5	04.09.19	21,68	85	16,4	105,43	90,54	1,246	22,14	5,52	19,74	0,7251	0,8587	1,27
466 глуб	Ю-IXБ	2052,5-2058,5	07.10.20	27,0	88	13,0	97,43	83,37	1,202	19,56	6,41	16,81	0,7487	0,8557	1,12
						12,9	95,78	81,92	1,201	19,43	6,35	16,73	0,7452	0,8556	1,23
Среднее по пробам скважина 466						13,0	96,60	82,60	1,202	19,50	6,38	16,80	0,7470	0,8555	1,18
468 глуб	Ю-IXБ	2041-2045; 2050-2053;	08.10.20	27,0	88	15,3	104,02	86,40	1,218	20,26	5,79	17,89	0,7313	0,8307	0,96
						15,5	104,18	86,63	1,218	20,69	6,76	17,89	0,7281	0,8316	0,88
						15,5	104,32	86,81	1,220	21,05	6,72	18,03	0,7274	0,8322	0,88
Среднее по пробам скважина 468						15,4	104,17	86,61	1,219	20,66	6,75	17,93	0,7289	0,8315	0,91
267 рек.	Ю-IXБ	2007-2027	11.11.20	27,0	88	12,8	97,22	83,08	1,220	20,44	6,49	18,03	0,7434	0,8546	1,22
471 рек.	Ю-IXБ	2042-2048	12.07.21	22,3	87	18,5	119,33	101,58	1,276	20,14	5,49	21,63	0,7504	0,8512	2,54
479 рек.	Ю-IXБ	2045-2053,5	05.08.21	22,3	87	8,8	56,07	47,83	1,131	17,21	5,44	11,58	0,7812	0,8530	3,12
493 глуб	Ю-IXБ	2002,5-2005,5; 2006,5-2013,5/ 1700,1300,1000	17.10.22	27,0	88	12,5	96,42	83,23	1,226	18,74	6,65	18,40	0,7641	0,8632	1,52
						12,4	94,81	81,84	1,222	18,62	6,60	18,17	0,7644	0,8632	1,57
						9,8*	72,89	62,91	1,171	16,23	6,42	14,58	0,7751	0,8632	1,85
Среднее по пробам скважины 4693						12,5	95,62	82,54	1,224	18,68	6,63	18,29	0,7643	0,8632	1,55
493 рек	Ю-IXБ	2002,5-2005,5; 2006,5-2013,5	07.08.22	27,0	88	18,5	119,23	101,15	1,276	21,75	5,47	21,63	0,7502	0,8484	2,43
410 рек	Ю-IXБ	1995-1997, 1999-2010	29.11.22	27,0	90	11,8	90,54	77,16	1,221	19,74	6,54	18,09	0,7272	0,8299	1,54
724 рек.	Ю-IX-Б	2004-2007, 2012-2015	08.10.20	27,0	88	11,3	82,23	70,68	1,185	18,63	6,25	15,61	0,7611	0,8596	1,62
Среднее по горизонту Ю-IX (I-блок)						14,2	100,54	85,61	1,225	19,88	6,21	18,27	0,7470	0,8502	1,65
II-блок															
762 глуб.	Ю-IXБ	2050,5-2061/1800м	03.12.18	27,0	88	13,42	105,26	87,54	1,230	21,15	6,52	18,70	0,7281	0,8317	0,86
766 рек.	Ю-IXБ	2028-2031,2061- 2063	07.12.18	27,0	88	14,35	114,22	95,44	1,256	19,56	6,65	20,38	0,7235	0,8356	0,71

Продолжение таблицы 2.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
761 рек.	Ю-IXБ	2045-2048, 2063-2076	05.16.18	27	88	15,6	120,13	100,22	1,240	24,13	6,42	19,35	0,7243	0,8343	0,69
462 рек.	Ю-IXБ	2042,5-2045, 2049-2057, 2062-2069	04.09.19	21,68	85	16,5	104,96	90,86	1,243	22,28	5,51	19,54	0,7355	0,8656	1,45
756 рек.	Ю-IXБ	2042-2045, 2053-2060, 2068-2076	11.11.20	27,0	88	12,6	93,33	81,10	1,211	19,42	6,43	17,42	0,7493	0,8582	1,36
770 рек.	Ю-IXБ	2077-2085	11.11.20	27,0	88	10,8	80,22	67,00	1,182	18,23	6,21	15,39	0,7568	0,8352	1,74
Среднее по горизонту Ю-IX (I -блок)						13,9	103,02	87,03	1,227	20,80	6,29	18,46	0,7363	0,8434	1,14
Горизонт Ю-IXА															
I-блок															
888 глуб	Ю-IXА	2032-2037	20.06.23	20,6	88,4	6,3	52,23	43,88	1,127	11,30	6,89	12,43	0,7654	0,8306	3,12
Горизонт Ю-ХА															
I-блок															
424 рек.	Ю-ХА	2071-2077	06.12.18	22,4	81	12,50	84,09	71,60	1,179	15,69	5,73	15,18	0,7161	0,8515	3,21
Горизонт Ю-ХА															
IIА блок															
901 рек.	Ю-ХА	2100-2105	04.09.19	21,68	85	16,5	105,25	91,06	1,245	22,41	5,52	19,68	0,7352	0,8652	1,34
Горизонт Ю-ХБ															
I-блок															
302* глуб.	Ю-ХБ	2147.5- 2154/1200,1000, 900 м	06.10.18	21,90	104	6,80	43,89	37,54	1,103	18,65	5,52	9,34	0,7341	0,8552	2,75
						6,00	38,67	33,07	1,096	16,35	5,51	8,76	0,7362	0,8552	2,78
						5,20	33,95	29,03	1,090	17,02	5,58	8,26	0,7386	0,8552	2,80
Среднее по пробам скважина 302						6,00	38,84	33,21	1,096	17,34	5,54	8,79	0,7363	0,8552	2,78
1009 рек.	Ю-ХБ	2259,42-2532,29	15.06.18	23,0	89	12,1	85,37	72,96	1,187	16,45	6,03	15,75	0,7686	0,8546	1,05
Горизонт Ю-ХА															
II-блок															
711 рек.	Ю-ХАI	2128.5-2136	19.09.18	21,90	104	9,55	60,88	51,95	1,162	17,65	5,44	13,94	0,7256	0,8533	2,32
710 рек.	Ю-ХАI	2134-2142	04.09.19	21,68	90	15,2	98,64	85,67	1,230	21,24	5,65	18,7	0,7415	0,8685	1,56
872 рек	Ю-ХАI	2134,5-2137,0; 2138,0-2141,1	19.09.22	21,7	96,7	14,0	96,83	83,76	1,204	18,52	5,98	16,96	0,7612	0,8650	2,35
Среднее по горизонту Ю-ХА (II блок)						12,92	85,45	73,79	1,199	19,14	5,69	16,53	0,7428	0,8623	2,08

Примечание: *- пробы отбракованы

Глубинные и рекомбинированные пробы отбирались компанией ТОО «Алстрон», ТОО «ГЕОС», ТОО «Приток-Актау» пробоотборниками СИМПС-20ВМА.

Исследования пластовой нефти выполнялись в лаборатории «КазНИПИМунайгаз» согласно методике выполнения измерений МВИ 2 №02-2017 «Методы исследования пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

В процессе исследования проб нефти выполнялись следующие эксперименты:

- опыт объемного расширения пластового флюида;
- опыт стандартного разгазирования;
- определение вязкости;
- определение компонентных составов нефти и газа;
- опыт дифференциального разгазирования пластовой нефти;
- определение свойств дегазированной нефти.

По результатам исследований видно, что не все пробы являются качественными и отобраны в соответствии с основными требованиями методики отбора глубинных проб нефти.

Так, высокая обводненность продукции скважин обусловила отбор глубинных проб нефти с глубины выше водонефтяного раздела, находящегося значительно выше середины интервала перфорации, где уже происходит разгазирование пластовой нефти, что повлияло на ее свойства (скв. №256 – глубина отбора 600 м., скв. №302 глубина отбора 1200, 1000 и 900 м). В связи с этим, свойства нефти, полученные со скважин №№256 и 302 не вошли в расчет средних значений по горизонтам.

Текущие свойства пластовой нефти по пробам, отобранные в период 2018-2023 гг., по выделенным горизонтам позволяют уточнить принятые ранее параметры недостаточно изученных объектов разработки.

По тем горизонтам, где ранее параметры пластовой нефти принимались по аналогии с близлежащими пластами, новые исследования позволили уточнить параметры пластового флюида.

С привлечением к анализу рекомбинированных проб расширился диапазон изменений физико-химических свойств пластовой нефти в пределах выделенных залежей.

В регламентной таблице 2.3.2 представлены сравнительные параметры текущих свойств пластовой нефти, полученные по кондиционным пробам в период 2018-2023 гг., с утвержденными в ПР [25] по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

Из таблицы 2.3.2 видно, что до сих пор остаются не исследованными по фактическим пробам пластовой нефти горизонты Ю-V, Ю-VIII, Ю-XI, которые ранее в проектных документах принимались по аналогии.



Низкая охарактеризованность пластовой нефти глубинными пробами требует обязательного проведения дополнительных отборов и исследований глубинных проб нефти, особенно по горизонтам, где исследования свойств пластовой нефти не проводились или пробы были некондиционными, либо представлены исключительно рекомбинированными пробами: Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-XI.

Таблица 2.3.2– Свойства пластовой нефти месторождения Асар по состоянию на 01.01.2024 г.

Наименование	На дату проектирования документа ПР 2018 [25]				На дату составления отчета			
	Количество исслед		Диапазон изменения	Сред - ние значения	Количество исслед		Диапазон изменения	Сред - ние значения
	скв	проб			скв	проб		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I-БЛОК								
Горизонт Ю-II								
Давление насыщения, МПа	-	-	-	15,3	1	1	-	13,2
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	78,4	1	1	-	103,50
Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	1,187	1	1	-	1,215
Плотность пластовой нефти, г/см ³	-	-	-	0,765	1	1	-	0,7530
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	-	-	-	3,1	1	1	-	1,12
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	-	-	-	0,8740	1	1	-	0,8663
Горизонт Ю-III								
Давление насыщения, МПа	-	-	-	15,3	1	1	-	16,1
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	78,4	1	1	-	115,05
Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	1,187	1	1	-	1,268
Плотность пластовой нефти, г/см ³	-	-	-	0,765	1	1	-	0,7642
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	-	-	-	2,9	1	1	-	1,15
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	-	-	-	0,8763	1	1	-	0,8625
Горизонт Ю-IV								
Давление насыщения, МПа	-	-	-	16,20	2	2	14,2-15,6	14,9
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	88,3	2	2	95,41-117,25	106,33
Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	1,250	2	2	1,223-1,240	1,232
Плотность пластовой нефти, г/см ³	-	-	-	0,762	2	2	0,7242-0,7523	0,7383
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	-	-	-	2,8	2	2	2,15-3,68	2,92
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	-	-	-	0,8660	2	2	0,8402-0,8595	0,8499
Горизонт Ю-V*								
Давление насыщения, МПа	-	-	-	15,30	-	-	-	11,1
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	78,4	-	-	-	76,10
Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	1,187	-	-	-	1,176
Плотность пластовой нефти, г/см ³	-	-	-	0,765	-	-	-	0,7613
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	-	-	-	2,7	-	-	-	1,68
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	-	-	-	0,8660	-	-	-	0,8534
Горизонт Ю-VIB								
Давление насыщения, МПа	1	2	15,50-15,80	15,65	3	3	8,8-15,80	11,1
Газосодержание, м ³ /т	1	2	100,18-102,56	101,37	3	3	56,54-106,65	76,10
Объемный коэффициент, доли ед.	1	2	1,289-1,293	1,291	3	3	1,124-1,248	1,176
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	2	0,773-0,779	0,776	3	3	0,7285-0,7971	0,7613
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1	2	1,63-1,71	1,67	3	3	1,05-2,75	1,68
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	1	2	0,837-0,839	0,8380	3	3	0,8443-0,8624	0,8534
Горизонт Ю-VII								
Давление насыщения, МПа	1	1	-	15,30	-	-	-	15,30
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	78,4	-	-	-	78,4
Объемный коэффициент, доли ед.	1	1	-	1,187	-	-	-	1,187



Продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,765	-	-	-	0,765
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1	1	-	2,6	-	-	-	2,6
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	1	1	-	0,8740	-	-	-	0,8740
Горизонт Ю-VIII**								
Давление насыщения, МПа		-	-	13,03	-	-	-	14,2
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	83,77	-	-	-	100,54
Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	1,260	-	-	-	1,225
Плотность пластовой нефти, г/см ³	-	-	-	0,766	-	-	-	0,7470
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	-	-	-	3,06	-	-	-	1,65
Горизонт Ю-IXБ								
Давление насыщения, МПа	5	10	11,80-14,60	13,03	13	18	8,80-18,8	14,2
Газосодержание, м ³ /т	5	10	73,54-93,64	83,77	13	18	56,07-128,56	100,54
Объемный коэффициент, доли ед.	5	10	1,229-1,328	1,260	13	18	1,131-1,257	1,225
Плотность пластовой нефти, г/см ³	5	10	0,7510-0,7790	0,766	13	18	0,7213-0,7812	0,7470
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	5	10	1,41-4,10	3,06	13	18	0,69-3,12	1,65
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	5	10	0,8360-0,8660	0,8521	13	18	0,8315-0,8656	0,8502
Горизонт Ю-IXА								
Давление насыщения, МПа	-	-	-	-	1	1	-	6,3
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	-	1	1	-	52,23
Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	-	1	1	-	1,127
Плотность пластовой нефти, г/см ³	-	-	-	-	1	1	-	0,7654
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	-	-	-	-	1	1	-	3,12
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	-	-	-	-	1	1	-	0,8306
Горизонт Ю-ХА								
Давление насыщения, МПа	2	3	9,00-10,20	9,55	1	1	-	12,5
Газосодержание, м ³ /т	2	3	43,46-68,50	61,39	1	1	-	84,09
Объемный коэффициент, доли ед.	2	3	1,182-1,211	1,195	1	1	-	1,179
Плотность пластовой нефти, г/см ³	2	3	0,755-0,800	0,779	1	1	-	0,7161
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	2	3	2,60-2,70	2,68	1	1	-	3,21
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	2	3	0,850-0,853	0,8520	1	1	-	0,8515
Горизонт Ю-ХА (БЛОК Ia)								
Давление насыщения, МПа	-	-	-	-	1	-	-	16,5
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	-	1	-	-	105,25
Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	-	1	-	-	1,245
Плотность пластовой нефти, г/см ³	-	-	-	-	1	-	-	0,7352
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	-	-	-	-	1	-	-	1,34
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	-	-	-	-	1	-	-	0,8652
Горизонт Ю-ХБ								
Давление насыщения, МПа	2	3	9,00-10,20	9,55	1	1	-	12,1
Газосодержание, м ³ /т	2	3	43,46-68,50	61,39	1	1	-	85,37
Объемный коэффициент, доли ед.	2	3	1,182-1,211	1,195	1	1	-	1,187
Плотность пластовой нефти, г/см ³	2	3	0,755-0,800	0,779	1	1	-	0,7686
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	2	3	2,60-2,70	2,68	1	1	-	1,05
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	2	3	0,850-0,853	0,8520	1	1	-	0,8546
Горизонт Ю-ХI***								
Давление насыщения, МПа		-	-	9,55	-	-	-	12,1
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	61,39	-	-	-	85,37
Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	1,195	-	-	-	1,187
Плотность пластовой нефти, г/см ³	-	-	-	0,779	-	-	-	0,7686
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	-	-	-	2,68	-	-	-	1,05
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	-	-	-	0,8520	-	-	-	0,8546
II-БЛОК								
Горизонт Ю-IIIAB								
Давление насыщения, МПа		-	-	15,3	2	2	12,4-13,0	12,7
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	78,4	2	2	93,12-95,43	94,28
Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	1,187	2	2	1,186-1,203	1,195



Продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Плотность пластовой нефти, г/см ³	-	-	-	0,765	2	2	0,7523-0,7621	0,7572
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	-	-	-	2,9	2	2	1,34-1,42	1,38
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	-	-	-	0,8763	2	2	0,8606-0,8642	0,8624
Горизонт Ю-IV								
Давление насыщения, МПа	-	-	-	16,20	4	6	7,1-15,8	11,6
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	88,3	4	6	44,98-114,34	81,67
Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	1,250	4	6	1,108-1,252	1,181
Плотность пластовой нефти, г/см ³	-	-	-	0,762	4	6	0,7310-0,7852	0,7551
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	-	-	-	2,8	4	6	0,91-3,68	2,38
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	-	-	-	0,8660	4	6	0,8316-0,8632	0,8650
Горизонт Ю-IXБ								
Давление насыщения, МПа	5	10	11,80-14,60	13,03	6	6	10,8-16,5	13,9
Газосодержание, м ³ /т	5	10	73,54-93,64	83,77	6	6	80,22-120,13	103,2
Объемный коэффициент, доли ед.	5	10	1,229-1,328	1,260	6	6	1,821-1,256	1,227
Плотность пластовой нефти, г/см ³	5	10	0,7510-0,7790	0,766	6	6	0,7235-0,7568	0,7363
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	5	10	1,41-4,10	3,06	6	6	0,69-1,74	1,14
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	5	10	0,8360-0,8660	0,8521	6	6	0,8317-0,8656	0,8434
Горизонт Ю-ХА								
Давление насыщения, МПа	2	3	9,00-10,20	9,55	3	3	9,55-15,2	12,92
Газосодержание, м ³ /т	2	3	43,46-68,50	61,39	3	3	60,88-98,64	85,45
Объемный коэффициент, доли ед.	2	3	1,182-1,211	1,195	3	3	1,162-1,230	1,199
Плотность пластовой нефти, г/см ³	2	3	0,755-0,800	0,779	3	3	0,7256-0,7612	0,7428
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	2	3	2,60-2,70	2,68	3	3	1,56-2,35	2,08
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	2	3	0,850-0,853	0,8520	3	3	0,8533-0,8685	0,8623
Горизонт Ю-ХБ****								
Давление насыщения, МПа	2	3	9,00-10,20	9,55	-	-	-	12,92
Газосодержание, м ³ /т	2	3	43,46-68,50	61,39	-	-	-	85,45
Объемный коэффициент, доли ед.	2	3	1,182-1,211	1,195	-	-	-	1,199
Плотность пластовой нефти, г/см ³	2	3	0,755-0,800	0,779	-	-	-	0,7428
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	2	3	2,60-2,70	2,68	-	-	-	2,08
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	2	3	0,850-0,853	0,8520	-	-	-	0,8623
Горизонт Ю-ХІ*****								
Давление насыщения, МПа		-	-	9,55	-	-	-	12,92
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	61,39	-	-	-	85,45
Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	1,195	-	-	-	1,199
Плотность пластовой нефти, г/см ³	-	-	-	0,779	-	-	-	0,7428
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	-	-	-	2,68	-	-	-	2,08
Плотность дегазирова нефти, г/см ³	-	-	-	0,8520	-	-	-	0,8623

Примечание:

* - принято по аналогии с Ю-VIB (I блок);

** - принято по аналогии с Ю-IXБ (I блок);

*** - принято по аналогии с Ю-ХБ (I блок);

**** - принято по аналогии с Ю-IXA (II блок).

***** - принято по аналогии с Ю-ХА (II блок).

2.3.2 Свойства нефтяного газа

Компонентный состав растворенного в нефти газа месторождения Асар получен по результатам исследований однократного разгазирования пластовой нефти, а также устьевых проб из добывающих скважин.



В таблице 2.3.3 приведены компонентные составы газа однократного разгазирования глубинных и рекомбинированных проб пластовой нефти, полученные в период 2018-2023 годы.

Растворенный газ месторождения Асар относится к разряду «жирных» газов. Содержание метана в среднем по горизонтам составляет 75 % мольных, для всех горизонтов характерно повышенное содержание этана – до 16 % мольных (№1020 Ю-VIB горизонт, 1 блок) и пропана - до 9,5 % мольных (№267 Ю-IXБ горизонт, 1 блок).

Из неорганических компонентов в составе газа присутствуют азот, составляющий в среднем по горизонтам 3 % мольных и углекислый газ – 1 % мольных. Плотность газа (стандартные условия) по горизонтам варьирует в диапазоне от 0,865 кг/м³ (Ю-IIА горизонт, 1 блок) до 0,940 кг/м³ (Ю-X горизонт, 1 блок).

В регламентной таблице 2.3.4 приведена сравнительная характеристика компонентных составов попутного газа по горизонтам, по состоянию изученности на 01.07.2023 г., с утвержденными ранее в документе ПР [25].

В период 2019-2023 годах в рамках контроля за изменением физико-химических свойств пластовых флюидов с ведением интенсивной разработки месторождения Асар, были произведены отбор и исследования устьевых проб попутного газа из 35 добывающих скважин (таблицы 2.3.5-2.3.7). На основании данных, полученных при проведении исследований глубинных и рекомбинированных проб, а также устьевых проб газа в анализируемый период 2018-2023 гг., попутный нефтяной газ с течением времени существенных изменений не претерпел, содержание метана варьирует в диапазоне 70-80 % мол., а также гомологов метана – от 10 до 25 % мол.



Таблица 2.3.3– Компонентный состав газа однократного разгазирования. Месторождение Асар. По состоянию изученности на 01.01.2024 г.

№ скв.	Гори зонт/ блок	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Содержание, % мольные										Плотность, кг/м³ 20 °С
				Углекисл ый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изо - бутан	Н- бутан	Изо- пентан	Н- пентан	Гексан +высш.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Горизонт Ю-ПА														
I-блок														
2 рек.	Ю-ПА	1577-1585	22.06.18	0,54	2,50	80,30	8,75	4,81	0,80	1,00	0,34	0,35	0,61	0,8663
Горизонт Ю-ПАБ														
I-блок														
77 рек.	Ю- ПАБ	1657,5-1661, 1668-1673	04.09.19	1,087	4,012	70,91	13,948	5,529	1,522	1,607	0,554	0,275	0,556	0,9460
Горизонт Ю-ШБ														
II-блок														
860 рек.	Ю-ШБ	1716-1726	13.06.18	0,655	4,287	80,046	8,205	3,446	0,768	1,140	0,383	0,441	0,630	0,8628
702 рек	Ю-ШБ	1722-1726, 1727- 1734	08.10.20	0,462	3,032	76,564	10,123	4,854	1,765	1,632	0,42	0,352	0,474	0,9119
Среднее по горизонту Ю-Ш (II блок)				0,56	3,66	78,31	9,16	4,15	1,27	1,39	0,40	0,40	0,55	0,887
Горизонт Ю-IV														
I-блок														
147 рек.	Ю-IV	1734-1739, 1739- 1756	20.09.18	0,755	2,859	73,073	13,080	6,462	1,051	1,580	0,415	0,436	0,289	0,9250
281 рек.	Ю-IV	1764,5-1768,5	04.09.19	0,868	3,005	79,043	11,22	3,301	0,694	0,968	0,252	0,265	0,384	0,8553
Среднее по горизонту Ю-IV (I блок)				0,81	2,93	76,06	12,15	4,88	0,87	1,27	0,33	0,35	0,34	0,890
II-блок														
810 глуб.	Ю-IV	1730-1740	27.10.18	0,756	3,456	79,658	8,365	4,232	0,756	1,023	0,616	0,456	0,682	0,8752
				0,705	3,523	80,325	7,896	3,985	0,796	0,965	0,756	0,385	0,664	0,8700
				0,625	3,637	81,652	7,565	3,896	0,526	0,856	0,369	0,302	0,572	0,8449
Среднее по пробам				0,695	3,539	80,545	7,942	4,038	0,693	0,948	0,580	0,381	0,639	0,8634
859 рек.	Ю-IV	1735-1742	14.05.18	0,564	4,308	80,678	7,140	3,355	0,852	1,356	0,472	0,570	0,705	0,8677
806 рек.	Ю-IV	2030,5-2035, 2039- 2040	04.09.19	0,938	2,534	78,46	12,004	3,427	0,762	1,132	0,201	0,228	0,314	0,8598
486 рек	Ю-IV	1727-1731	08.09.22	1,058	3,145	62,570	15,856	10,142	3,421	1,854	0,785	0,685	0,484	1,0616
703* глуб	Ю-IV	1752-1755; 1758- 1761	18.07.23	0,124	5,632	75,617	8,452	5,214	1,274	1,854	0,632	0,651	0,550	0,9173
Среднее по горизонту Ю-IV (II блок)				0,81	3,38	75,56	10,74	5,24	1,43	1,32	0,51	0,47	0,54	0,913

Продолжение таблицы 2.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Горизонт Ю-VIB														
I-блок														
1020 рек.	Ю-VIB	1955,06-2150,2	04.09.19	1,087	1,428	71,135	16,95	5,364	1,052	1,59	0,382	0,389	0,623	0,9407
1003 рек.	Ю-VIB	2003,7-2205,5	16.06.18	0,425	1,669	80,044	9,694	4,389	0,772	1,331	0,419	0,500	0,757	0,9772
890	Ю-VIB	1987-1900	29.11.22	0,499	4,053	65,290	16,150	8,805	1,444	2,383	0,503	0,548	0,325	1,0021
Среднее по горизонту Ю-VIB				0,67	2,38	72,16	14,26	6,19	1,09	1,77	0,43	0,48	0,57	0,973
Горизонт Ю-IXБ														
I-блок														
259 рек.	Ю-IXБ	2046-2052	17.06.18	0,741	1,775	77,752	11,290	5,288	0,769	1,187	0,289	0,328	0,582	0,8860
418 рек.	Ю-IXБ	2060-2065	23.06.18	0,562	2,563	71,422	11,562	7,563	1,562	2,632	0,685	0,754	0,695	0,9818
419 рек.	Ю-IXБ	2003-2020	12.06.18	0,705	3,055	73,126	10,180	7,093	1,421	2,497	0,634	0,658	0,632	0,9610
256 глуб	Ю-IXБ	2029-2037	23.11.19	0,617	1,905	74,386	9,776	8,221	2,006	1,494	0,909	0,450	0,236	0,9471
305 рек.	Ю-ХА	2011-2017,5	04.09.19	2,268	1,399	74,431	13,25	4,556	0,984	1,64	0,443	0,444	0,585	0,9254
466 глуб	Ю-IXБ	2052,5-2058,5	07.10.20	0,753	3,129	77,265	9,721	4,934	1,632	1,371	0,651	0,227	0,317	0,8964
				0,539	3,351	78,084	8,893	4,569	1,691	1,563	0,691	0,263	0,356	0,8934
Среднее по пробам				0,646	3,240	77,675	9,307	4,752	1,662	1,467	0,671	0,245	0,337	0,8949
468 глуб	Ю-IXБ	2041-2045; 2050-2053;	08.10.20	0,563	3,298	78,336	8,853	4,934	1,372	1,434	0,662	0,247	0,301	0,8863
				0,489	3,311	78,852	8,993	4,894	1,124	1,364	0,462	0,247	0,264	0,8741
				0,436	3,325	79,552	8,783	4,701	1,114	1,269	0,366	0,209	0,245	0,8641
Среднее по пробам				0,496	3,311	78,913	8,876	4,843	1,203	1,356	0,497	0,234	0,270	0,8746
267 рек.	Ю-IXБ	2007-2027	11.11.20	0,541	0,691	65,586	14,790	9,411	1,759	3,205	1,343	1,189	1,485	1,0791
471 рек.	Ю-IXБ	2042-2048	12.07.21	0,652	4,452	76,216	9,452	4,965	1,125	1,496	0,553	0,596	0,493	0,9058
479 рек.	Ю-IXБ	2045-2053,5	05.08.21	0,354	3,124	78,356	10,352	4,563	0,865	1,324	0,385	0,421	0,256	0,8724
493	Ю-IXБ	2002,5-2005,5; 2006,5-2013,5	17.10.22	0,908	2,228	72,640	12,741	7,126	1,536	1,791	0,376	0,374	0,280	0,9396
				0,985	2,253	71,844	12,865	7,562	1,632	1,796	0,385	0,382	0,296	0,9494
				0,952*	2,535	70,345	13,452	8,241	1,585	1,785	0,398	0,387	0,320	0,9622
Среднее по пробам				0,947	2,241	72,242	12,803	7,344	1,584	1,794	0,381	0,378	0,289	0,9445
493 рек	Ю-IXБ	2002,5-2005,5; 2006,5-2013,5	07.08.22	1,156	1,375	70,110	15,530	7,595	1,181	1,953	0,441	0,439	0,219	0,9584
410 рек	Ю-IXБ	1995-1997, 1999-2010	29.11.22	0,499	2,053	68,096	15,124	8,845	1,532	2,383	0,555	0,574	0,339	0,9907
724 рек.	Ю-ХБ	2004-2007, 2012-2015	08.10.20	0,563	3,452	76,439	9,452	4,896	1,452	1,745	0,763	0,562	0,676	0,9207
Среднее по горизонту Ю-IXБ (I-блок)				0,77	2,47	73,91	11,55	6,42	1,36	1,87	0,61	0,52	0,51	0,939
II-блок														
762 глуб.	Ю-IXБ	2050,5-2061	03.12.18	0,515	2,458	75,356	11,565	6,256	0,865	1,565	0,565	0,434	0,421	0,9129
766 рек.	Ю-IXБ	2023-2031,2061-2063	07.12.18	0,745	2,158	73,754	12,325	7,058	0,956	1,621	0,615	0,395	0,373	0,9297

Продолжение таблицы 2.3.3

Продолжение таблицы 210														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
761 рек.	Ю-IXБ	2045-2048, 2063-2076	05.16.18	0,649	2,884	77,127	10,840	5,346	0,792	1,311	0,321	0,363	0,367	0,8857
462 рек.	Ю-IXБ	2045-2045, 2049-2057, 2062-2069	04.09.19	0,991	2,423	72,097	12,08	5,37	1,18	2,583	0,857	1,105	1,314	0,9870
756 рек.	Ю-IXБ	2042-2045, 2053-2060, 2068-2076	11.11.20	0,533	1,259	78,083	11,300	4,850	0,906	1,538	0,439	0,501	0,591	0,8933
770 рек.	Ю-IXБ	2077- 2085	11.11.20	0,712	1,075	74,785	13,880	6,034	0,951	1,514	0,362	0,358	0,329	0,9103
Среднее по горизонту Ю-IXБ (II-блок)				0,69	2,04	75,20	12,00	5,82	0,94	1,69	0,53	0,53	0,57	0,920
I-блок														
888 глуб	Ю-IXа	2032-2037	20.06.23	0,542	6,452	74,690	9,241	4,780	1,245	1,412	0,541	0,562	0,535	0,9119
Горизонт Ю-ХА														
I-блок														
424 рек.	Ю-ХА	2071-2077	06.12.18	0,811	2,356	74,655	11,058	7,058	1,056	1,823	0,525	0,321	0,337	0,9245
Горизонт Ю-ХА (БЛОК Ia)														
901 рек.	Ю-ХА	2100-2105	04.09.19	0,754	3,241	71,061	14,633	5,632	1,241	1,663	0,521	0,563	0,691	0,9502
Горизонт Ю-ХБ														
I-блок														
302 глуб.	Ю-ХБ	2147.5- 2154	06.10.18	1,202	3,058	77,441	9,568	4,758	1,215	1,412	0,623	0,489	0,234	0,8946
				1,365	3,256	76,236	9,856	4,754	1,456	1,568	0,741	0,532	0,236	0,9105
				1,423	3,365	75,359	10,236	5,023	1,652	1,478	0,852	0,415	0,197	0,9177
Среднее по пробам скв. 302				1,330	3,226	76,345	9,887	4,845	1,441	1,486	0,739	0,479	0,222	0,9076
1009 рек.	Ю-ХБ	2259,42- 2532,29	15.06.18	0,997	2,808	75,243	10,780	6,048	0,990	1,604	0,373	0,460	0,698	0,9217
Среднее по горизонту Ю-ХБ (I блок)				1,16	3,02	75,79	10,33	5,45	1,22	1,55	0,56	0,47	0,46	0,915
Горизонт Ю-ХА														
II-блок														
711 рек.	Ю-ХА	2128.5- 2136	19.09.18	1,325	3,895	73,633	10,235	5,985	1,456	1,852	0,756	0,568	0,295	0,9386
710 рек.	Ю-ХА	2134-2142	04.09.19	1,482	3,869	77,041	9,737	4,257	0,956	1,355	0,349	0,421	0,533	0,8991
872 рек	Ю-ХА	2134,5- 2137,0; 2138,0- 2141,1	19.09.22	1,235	3,523	71,544	11,524	7,215	2,142	1,452	0,745	0,421	0,199	0,9567
Среднее по горизонту Ю-ХА (II блок)				1,35	3,76	74,07	10,50	5,82	1,52	1,55	0,62	0,47	0,34	0,931

*-результаты отбракованы

Таблица 2.3.4– Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти. (мольные %) весторождениз Асар по состоянию изученности на 02.01.2024 г.

Наименование	На дату проектирования документа ПР [25]					На дату составления отчета				
	при однок-м разг в ст. условиях		при дифф. разг. в рабочих условиях		Пластовая нефть	при однок-м разг в ст. условиях		при дифф. разг. в рабочих условиях		Пластовая нефть
	газ	нефть	газ	нефть		газ	нефть	газ	нефть	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I-БЛОК										
Горизонт Ю-II										
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0,60	-	-	-	-	0,54	-	-	-	-
Азот	6,83	-	-	-	-	2,50	-	-	-	-
метан	74,29	-	-	-	-	80,30	-	-	-	-
этан	10,38	-	-	-	-	8,75	-	-	-	-
пропан	4,75	-	-	-	-	4,81	-	-	-	-
изобутан	0,67	-	-	-	-	0,80	-	-	-	-
н. бутан	1,07	-	-	-	-	1,00	-	-	-	-
изопентан	0,27	-	-	-	-	0,34	-	-	-	-
н. пентан	0,70	-	-	-	-	0,35	-	-	-	-
Гексаны+	0,46	-	-	-	-	0,61	-	-	-	-
Плот. газа, кг/м ³	0,897	-	-	-	-	0,8663	-	-	-	-
Относительная	0,744	-	-	-	-	0,719	-	-	-	-
Горизонт Ю-ШАБ										
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0,00	-	-	-	-	1,09	-	-	-	-
Азот	15,37	-	-	-	-	4,01	-	-	-	-
метан	68,48	-	-	-	-	70,91	-	-	-	-
этан	7,62	-	-	-	-	13,95	-	-	-	-
пропан	4,65	-	-	-	-	5,53	-	-	-	-
изобутан	1,26	-	-	-	-	1,52	-	-	-	-
н. бутан	1,71	-	-	-	-	1,61	-	-	-	-
изопентан	0,61	-	-	-	-	0,55	-	-	-	-
н. пентан	0,31	-	-	-	-	0,28	-	-	-	-
Гексаны+	0,00	-	-	-	-	0,56	-	-	-	-
Плот. газа, кг/м ³	0,990	-	-	-	-	0,946	-	-	-	-
Относительная	0,822	-	-	-	-	0,785	-	-	-	-
Горизонт Ю-IV										
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0,10	-	-	-	-	0,81	-	-	-	-
Азот	9,10	-	-	-	-	2,93	-	-	-	-
метан	74,45	-	-	-	-	76,06	-	-	-	-
этан	6,01	-	-	-	-	12,15	-	-	-	-
пропан	5,3	-	-	-	-	4,88	-	-	-	-
изобутан	1,20	-	-	-	-	0,87	-	-	-	-
н. бутан	1,96	-	-	-	-	1,27	-	-	-	-
изопентан	0,62	-	-	-	-	0,33	-	-	-	-
н. пентан	0,67	-	-	-	-	0,35	-	-	-	-
Гексаны+	0,65	-	-	-	-	0,34	-	-	-	-
Плот. газа, кг/м ³	0,925	-	-	-	-	0,890	-	-	-	-
Относительная	0,768	-	-	-	-	0,739	-	-	-	-
Горизонт Ю-VI (I блок)										
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	1,08	-	-	-	-	0,67	-	-	-	-
Азот	2,44	-	-	-	-	2,38	-	-	-	-
метан	78,65	-	-	-	-	72,16	-	-	-	-
этан	12,55	-	-	-	-	14,26	-	-	-	-
пропан	3,47	-	-	-	-	6,19	-	-	-	-
изобутан	0,58	-	-	-	-	1,09	-	-	-	-
н. бутан	0,76	-	-	-	-	1,77	-	-	-	-
изопентан	0,17	-	-	-	-	0,43	-	-	-	-
н. пентан	0,11	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-



Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Гексаны+	0,19	-	-	-	-	0,57	-	-	-	-
Плот. газа, кг/м ³	0,847	-	-	-	-	0,973	-	-	-	-
Относительная	0,703	-	-	-	-	0,807	-	-	-	-
Горизонт Ю-IXБ										
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0,68	-	-	-	-	0,77	-	-	-	-
Азот	5,31	-	-	-	-	2,47	-	-	-	-
метан	75,97	-	-	-	-	73,91	-	-	-	-
этан	8,98	-	-	-	-	11,55	-	-	-	-
пропан	4,83	-	-	-	-	6,42	-	-	-	-
изобутан	1,12	-	-	-	-	1,36	-	-	-	-
н. бутан	1,49	-	-	-	-	1,87	-	-	-	-
изопентан	0,55	-	-	-	-	0,61	-	-	-	-
н. пентан	0,58	-	-	-	-	0,52	-	-	-	-
Гексаны+	0,49	-	-	-	-	0,51	-	-	-	-
Плот. газа, кг/м ³	0,905	-	-	-	-	0,939	-	-	-	-
Относительная	0,751	-	-	-	-	0,779	-	-	-	-
Горизонт Ю-ХА										
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	1,09	-	-	-	-	0,81	-	-	-	-
Азот	7,47	-	-	-	-	2,36	-	-	-	-
метан	69,95	-	-	-	-	74,66	-	-	-	-
этан	9,46	-	-	-	-	11,06	-	-	-	-
пропан	6,57	-	-	-	-	7,06	-	-	-	-
изобутан	1,71	-	-	-	-	1,06	-	-	-	-
н. бутан	1,25	-	-	-	-	1,82	-	-	-	-
изопентан	0,95	-	-	-	-	0,53	-	-	-	-
н. пентан	0,69	-	-	-	-	0,32	-	-	-	-
Гексаны+	0,86	-	-	-	-	0,34	-	-	-	-
Плот. газа, кг/м ³	0,976	-	-	-	-	0,923	-	-	-	-
Относительная	0,810	-	-	-	-	0,766	-	-	-	-
Горизонт Ю-ХА (БЛОК Ia)										
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	-	-	-	-	-	0,75	-	-	-	-
Азот	-	-	-	-	-	3,24	-	-	-	-
метан	-	-	-	-	-	71,06	-	-	-	-
этан	-	-	-	-	-	14,63	-	-	-	-
пропан	-	-	-	-	-	5,63	-	-	-	-
изобутан	-	-	-	-	-	1,24	-	-	-	-
н. бутан	-	-	-	-	-	1,66	-	-	-	-
изопентан	-	-	-	-	-	0,52	-	-	-	-
н. пентан	-	-	-	-	-	0,56	-	-	-	-
Гексаны+	-	-	-	-	-	0,69	-	-	-	-
Плот. газа, кг/м ³	-	-	-	-	-	0,950	-	-	-	-
Относительная	-	-	-	-	-	0,788	-	-	-	-
Горизонт Ю-ХБ										
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	1,09	-	-	-	-	1,16	-	-	-	-
Азот	7,47	-	-	-	-	3,02	-	-	-	-
метан	69,95	-	-	-	-	75,79	-	-	-	-
этан	9,46	-	-	-	-	10,33	-	-	-	-
пропан	6,57	-	-	-	-	5,45	-	-	-	-
изобутан	1,71	-	-	-	-	1,22	-	-	-	-
н. бутан	1,25	-	-	-	-	1,55	-	-	-	-
изопентан	0,95	-	-	-	-	0,56	-	-	-	-
н. пентан	0,69	-	-	-	-	0,47	-	-	-	-
Гексаны+	0,86	-	-	-	-	0,46	-	-	-	-
Плот. газа, кг/м ³	0,976	-	-	-	-	0,915	-	-	-	-
Относительная	0,810	-	-	-	-	0,759	-	-	-	-



Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
II-БЛОК										
Горизонт Ю-IIIБ										
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0,00	-	-	-	-	0,56	-	-	-	-
Азот	15,37	-	-	-	-	3,66	-	-	-	-
метан	68,48	-	-	-	-	78,31	-	-	-	-
этан	7,62	-	-	-	-	9,16	-	-	-	-
пропан	4,65	-	-	-	-	4,15	-	-	-	-
изобутан	1,26	-	-	-	-	1,27	-	-	-	-
н. бутан	1,71	-	-	-	-	1,39	-	-	-	-
изопентан	0,61	-	-	-	-	0,40	-	-	-	-
н. пентан	0,31	-	-	-	-	0,40	-	-	-	-
Гексаны+	0,00	-	-	-	-	0,55	-	-	-	-
Плот. газа, кг/м ³	0,990	-	-	-	-	0,887	-	-	-	-
Относительная	0,822	-	-	-	-	0,736	-	-	-	-
Горизонт Ю-IV										
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0,10	-	-	-	-	0,81	-	-	-	-
Азот	9,10	-	-	-	-	3,38	-	-	-	-
метан	74,45	-	-	-	-	75,56	-	-	-	-
этан	6,01	-	-	-	-	10,74	-	-	-	-
пропан	5,3	-	-	-	-	5,24	-	-	-	-
изобутан	1,20	-	-	-	-	1,43	-	-	-	-
н. бутан	1,96	-	-	-	-	1,32	-	-	-	-
изопентан	0,62	-	-	-	-	0,51	-	-	-	-
н. пентан	0,67	-	-	-	-	0,47	-	-	-	-
Гексаны+	0,65	-	-	-	-	0,54	-	-	-	-
Плот. газа, кг/м ³	0,925	-	-	-	-	0,913	-	-	-	-
Относительная	0,768	-	-	-	-	0,758	-	-	-	-
Горизонт Ю-IXБ										
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0,68	-	-	-	-	0,69	-	-	-	-
Азот	5,31	-	-	-	-	2,04	-	-	-	-
метан	75,97	-	-	-	-	75,20	-	-	-	-
этан	8,98	-	-	-	-	12,00	-	-	-	-
пропан	4,83	-	-	-	-	5,82	-	-	-	-
изобутан	1,12	-	-	-	-	0,94	-	-	-	-
н. бутан	1,49	-	-	-	-	1,69	-	-	-	-
изопентан	0,55	-	-	-	-	0,53	-	-	-	-
н. пентан	0,58	-	-	-	-	0,53	-	-	-	-
Гексаны+	0,49	-	-	-	-	0,57	-	-	-	-
Плот. газа, кг/м ³	0,905	-	-	-	-	0,920	-	-	-	-
Относительная	0,751	-	-	-	-	0,763	-	-	-	-
Горизонт Ю-ХА										
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	1,09	-	-	-	-	1,35	-	-	-	-
Азот	7,47	-	-	-	-	3,76	-	-	-	-
метан	69,95	-	-	-	-	74,07	-	-	-	-
этан	9,46	-	-	-	-	10,5	-	-	-	-
пропан	6,57	-	-	-	-	5,82	-	-	-	-
изобутан	1,71	-	-	-	-	1,52	-	-	-	-
н. бутан	1,25	-	-	-	-	1,55	-	-	-	-
изопентан	0,95	-	-	-	-	0,62	-	-	-	-
н. пентан	0,69	-	-	-	-	0,47	-	-	-	-
Гексаны+	0,86	-	-	-	-	0,34	-	-	-	-
Плот. газа, кг/м ³	0,976	-	-	-	-	0,931	-	-	-	-
Относительная	0,810	-	-	-	-	1,35	-	-	-	-



Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Горизонт Ю-ХБ*										
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	1,09	-	-	-	-	1,35	-	-	-	-
Азот	7,47	-	-	-	-	3,76	-	-	-	-
метан	69,95	-	-	-	-	74,07	-	-	-	-
этан	9,46	-	-	-	-	10,5	-	-	-	-
пропан	6,57	-	-	-	-	5,82	-	-	-	-
изобутан	1,71	-	-	-	-	1,52	-	-	-	-
н. бутан	1,25	-	-	-	-	1,55	-	-	-	-
изопентан	0,95	-	-	-	-	0,62	-	-	-	-
н. пентан	0,69	-	-	-	-	0,47	-	-	-	-
Гексаны+	0,86	-	-	-	-	0,34	-	-	-	-
Плот. газа, кг/м ³	0,976	-	-	-	-	0,931	-	-	-	-
Относительная	0,810	-	-	-	-	1,35	-	-	-	-



Таблица 2.3.5– Свойства и состав устьевых проб попутного газа и нефти, отобранных в 2019 году. Месторождение Асар

Наименование показателя	№ скважин																			
	407	411	859	701	760	762	804	810	416	418	178	410	419	402	761	766	756	753	206	431
Кислород	0,146	0,247	0,128	0,158	0,131	0,137	0,169	0,158	0,096	0,131	1,181	0,070	0,180	0,188	0,156	0,106	0,176	0,114	0,489	0,195
Углекислый газ	1,052	1,179	0,815	0,588	0,998	1,192	0,965	0,751	1,192	1,212	1,257	1,120	1,150	1,012	1,140	0,967	0,946	0,490	1,568	0,634
Азот	1,217	1,439	3,207	1,858	4,044	1,027	4,847	4,372	1,590	2,214	3,238	1,611	1,484	2,527	1,998	2,300	2,437	2,205	3,267	3,423
Метан	70,589	70,832	79,12	70,81	77,951	73,18	79,244	80,500	78,980	76,603	77,15	78,26	74,52	78,46	79,17	80,37	80,20	77,61	77,247	75,593
Этан	15,640	17,240	10,12	16,62	9,395	10,32	9,505	8,532	11,550	10,910	10,05	12,070	14,670	9,401	11,34	9,42	9,858	12,06	8,987	10,120
Пропан	5,927	5,522	3,122	5,463	3,860	6,525	2,581	2,703	3,384	4,281	3,502	3,837	4,720	3,809	3,319	3,645	3,400	4,145	4,875	4,400
Изо - бутан	1,381	1,061	0,819	1,091	0,846	1,602	0,646	0,683	0,745	1,120	0,795	0,758	0,911	0,997	0,689	0,847	0,753	0,830	0,966	1,206
Н-бутан	2,268	1,540	1,182	1,761	1,488	2,866	0,898	0,997	1,252	1,757	1,362	1,197	1,373	1,832	1,156	1,436	1,254	1,367	1,298	2,100
Изо-пентан	0,523	0,308	0,352	0,408	0,348	0,876	0,264	0,319	0,336	0,449	0,397	0,280	0,301	0,505	0,285	0,285	0,281	0,326	0,349	0,603
Н-пентан	0,551	0,293	0,429	0,463	0,410	0,882	0,317	0,375	0,334	0,572	0,423	0,291	0,281	0,593	0,300	0,304	0,307	0,344	0,421	0,727
Гексаны	0,463	0,213	0,418	0,476	0,326	0,94	0,325	0,379	0,342	0,499	0,415	0,301	0,243	0,426	0,260	0,199	0,225	0,314	0,361	0,630
Гептаны	0,199	0,094	0,218	0,244	0,154	0,381	0,181	0,180	0,162	0,207	0,185	0,160	0,124	0,185	0,132	0,089	0,114	0,152	0,138	0,286
Октаны+	0,044	0,032	0,07	0,06	0,049	0,072	0,058	0,051	0,037	0,045	0,045	0,045	0,043	0,060	0,046	0,032	0,049	0,043	0,034	0,083
Плотность газа	0,9614	0,9281	0,8704	0,9478	0,8774	0,9966	0,8500	0,8500	0,8664	0,9073	0,8885	0,8700	0,8992	0,8911	0,8586	0,8542	0,8522	0,8761	0,8949	0,9325
Плотность нефти, г/см ³	0,8578	0,8352	0,8651	0,8372	0,8567	0,8505	0,8589	0,8547	0,8399	0,8564	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Кинем. вязкость t=40°C	13,11	10,29	39,21	8,92	25,85	18,94	27,85	27,85	12,85	25,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
t=50°C	9,46	7,75	26,30	6,53	18,04	12,84	19,30	19,3	9,18	17,79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
t=60°C	7,20	6,05	18,52	5,22	13,14	10,27	13,97	13,97	6,89	12,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание серы, % масс	0,072	0,077	0,054	0,053	0,056	0,028	0,099	0,088	0,048	0,091	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Т. застывания	+33	+32	+34	+33	+33	+33	+34	+33	+32	+33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фракционный состав																				
Т. Нач. кипен.	67	64	79	63	68	69	78	82	63	77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Выход фракций, % об.:																				
100 °С	3,7	4,1	2,3	1,3	3,4	2,9	2,2	1,3	4,1	1,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 °С	9,1	10,2	7,3	5,3	9,7	8,1	7,5	5,3	9,3	9,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
200 °С	16,3	16,3	12,9	9,9	15,1	12,8	12,0	9,9	15,7	14,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 °С	24,0	24,8	19,9	14,9	21,4	18,0	18,2	14,9	22,5	28,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
300 °С	33,5	32,1	38,8	23,8	31,4	28,1	28,2	23,8	32,7	39,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание парафинов, % масс.	20,1	16,3	20,2	16,8	18,7	18,3	20,2	18,1	19,9	20,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание асфальто-смола, % масс	18,3	13,4	16,8	12,9	15,9	15,8	19,2	14,2	18,7	17,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 2.3.6– Свойства устьевых проб попутного газа, отобранных в 2020 году. Месторождение Асар

№ скважины	Дата отбора проб	Горизонт	Компонентный состав, % мольные												Плотность при 20 °С, кг/м³
			Метан	Этан	Пропан	Изо - бутан	Н-бутан	Изо-пентан	Н-пентан	Гексаны	Гептаны	Октаны+	Углекислый газ	Азот	
56	10.04.2020	Ю-2Б	73,0	10,4	6,327	1,406	1,495	0,815	0,228	0,259	0,144	0,031	0,913	5,082	0,9347
77	10.04.2020	Ю-3Б	78,2	9,5	2,936	0,686	0,871	0,423	0,481	0,601	0,374	0,083	0,994	4,826	0,8817
138	10.04.2020	Ю-4	72,2	15,6	4,932	1,041	1,429	0,359	0,379	0,345	0,172	0,051	0,785	2,731	0,9251
145	10.04.2020	Ю-4	74,3	12,8	3,915	0,854	1,244	0,349	0,386	0,362	0,144	0,029	0,803	4,830	0,9012
1003	10.04.2020	Ю-6Б	70,7	17,0	5,700	1,153	1,714	0,407	0,441	0,421	0,192	0,044	0,808	1,372	0,9492
1020	10.04.2020	Ю-6Б	70,1	18,2	5,787	1,143	1,73	0,405	0,411	0,381	0,162	0,043	0,721	0,933	0,9507
313	10.04.2020	Ю-9Б	72,8	14,9	4,936	1,315	1,916	0,496	0,612	0,514	0,206	0,046	1,052	1,172	0,9454
711	04.05.2020	Ю-10А	73,5	11,1	5,152	1,473	2,205	0,634	0,826	0,726	0,307	0,079	1,174	2,905	0,9635
259	04.05.2020	Ю-9Б	70,1	15,6	6,012	1,383	2,276	0,618	0,636	0,709	0,402	0,103	1,039	1,122	0,9882
302	04.05.2020	Ю-10А	79,2	9,8	4,327	0,475	0,869	0,267	0,372	0,397	0,214	0,073	1,763	2,283	0,8728
710	04.05.2020	Ю-10А	71,5	11,5	5,327	1,655	2,545	0,712	0,926	0,837	0,377	0,098	1,531	2,992	0,9928
223	04.05.2020	Ю-2А	80,1	7,1	4,660	0,820	1,135	0,486	0,534	0,656	0,264	0,095	0,757	3,423	0,8856
860	04.05.2020	Ю-3Б	78,7	10,1	2,714	0,812	1,181	0,401	0,491	0,522	0,265	0,076	0,775	3,963	0,8759
281	04.05.2020	Ю-4	79,5	11,8	2,853	0,597	0,839	0,238	0,276	0,303	0,135	0,065	0,455	2,939	0,8478
418	04.05.2020	Ю-9Б	74,6	11,2	5,320	1,404	2,319	0,614	0,813	0,683	0,289	0,078	0,882	1,798	0,9550
766	04.05.2020	Ю-9Б	77,8	11,1	4,502	0,883	1,413	0,281	0,319	0,276	0,131	0,041	0,639	2,615	0,8800
1013	04.05.2020	Ю-4	74,3	13,9	4,393	0,998	1,434	0,378	0,402	0,369	0,182	0,063	0,468	3,113	0,9082
460	04.05.2020	Ю-9Б	77,6	11,3	3,188	0,752	1,212	0,309	0,314	0,284	0,091	0,036	1,072	3,842	0,8697
421	18.05.2020	Ю-9Б	79,9	11	3,553	0,705	1,148	0,296	0,321	0,253	0,115	0,032	0,707	1,970	0,8563
470	18.05.2020	Ю-9Б	77,0	11,6	4,475	1,044	1,729	0,453	0,479	0,497	0,247	0,063	0,778	1,635	0,9079
804	18.05.2020	Ю-4	61,4	17,2	7,502	2,652	3,863	1,059	1,173	0,769	0,235	0,047	0,632	3,468	1,0928
810	18.05.2020	Ю-4	78,0	9,4	2,916	0,755	1,053	0,283	0,314	0,235	0,097	0,029	0,333	6,605	0,8551
227	18.05.2020	Ю-9Б	74,0	15,1	4,728	1,072	1,682	0,409	0,431	0,417	0,209	0,059	0,737	1,156	0,9224
765	18.05.2020	Ю-9Б	70,1	11,2	5,913	1,914	3,79	1,071	1,265	0,878	0,264	0,052	0,102	3,451	1,0239
812	18.05.2020	Ю-9Б	68,8	17,6	6,120	1,275	2,122	0,589	0,593	0,671	0,309	0,066	1,297	0,558	0,9892
483	18.05.2020	Ю-10А1+Ю-11	73,4	11,8	5,236	1,367	2,257	0,559	0,697	0,589	0,234	0,045	1,249	2,567	0,9536
Среднее значение по скважинам			74,26	12,61	4,75	1,14	1,75	0,50	0,54	0,50	0,22	0,06	0,86	2,82	0,9280

Таблица 2.3.7– Компонентный состав газа устьевых проб, отобранных в 2023 году. Месторождение Асар.

№ скв	Гори зонт/ блок	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Содержание, % мольные										Плотность, кг/м ³ при 20 °С
				Углекислый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изо - бутан	Н-бутан	Изо-пентан	Н-пентан	Гексан +высш.	
462	Ю-IXБ	-	01.06.2023	1,021	3,124	64,408	14,85	10,021	3,253	1,574	0,652	0,521	0,432	1,0404
721	Ю-IIIБ	-	01.06.2023	0,854	2,854	61,222	15,85	11,421	3,563	1,785	0,985	0,685	0,777	1,0891
306	Ю-ХА	-	01.06.2023	1,012	3,524	62,889	15,23	10,415	3,345	1,524	0,754	0,563	0,740	1,0595
463	Ю-IXБ	-	01.06.2023	1,552	3,632	60,965	15,74	10,632	3,542	1,785	0,754	0,652	0,745	1,0822
485	Ю-IV+V	-	01.06.2023	1,241	3,024	59,29	16,21	11,854	3,785	1,985	0,945	0,741	0,921	1,1142
42	Ю-IIIАБ	-	15.09.2023	0,914	4,837	79,82	8,844	3,034	0,483	0,582	0,284	0,361	0,841	0,855
467	Ю-IXБ	-	15.09.2023	0,648	1,035	73,51	15,63	5,934	0,887	1,334	0,292	0,302	0,429	0,9147
1011	Ю-IXБ	-	15.09.2023	1,177	1,132	73,27	14,23	6,126	0,97	1,577	0,41	0,448	0,660	0,9353
49	Ю-IV	-	18.09.2023	0,596	0,934	66,22	18,67	8,642	1,318	1,944	0,468	0,497	0,711	1,0016
420	Ю-II	-	18.09.2023	0,971	5,603	75,43	8,381	5,701	1,03	1,169	0,437	0,437	0,841	0,9153
262	Ю-XI	-	18.09.2023	1,867	5,162	79,01	6,987	4,949	0,611	0,658	0,165	0,166	0,425	0,8625
321	Ю-XI	-	18.09.2023	2,033	3,779	72,3	12,78	6,108	1,061	1,025	0,216	0,208	0,490	0,9253
781	Ю-IV	-	18.09.2023	0,879	1,947	73,4	14,5	5,967	0,849	1,318	0,311	0,313	0,506	0,9175
733	Ю-ХБ	-	18.09.2023	0,855	2,116	75,99	10,26	5,195	1,088	2,006	0,647	0,829	1,014	0,9376
468	Ю-IXА	-	18.09.2023	0,823	1,569	72,25	14,98	6,565	1,269	1,397	0,392	0,325	0,428	0,9344
Среднее по скважинам				1,10	2,95	70,00	13,54	7,50	1,80	1,44	0,51	0,47	0,66	0,972

2.3.3 Свойства дегазированной нефти

Дегазированная нефть месторождения Асар неоднородна. Наблюдаются колебания параметров дегазированной нефти по скважинам и в пределах горизонта. Наиболее легкой является нефть горизонта Ю-IX, где плотность в среднем составляет $0,8473 \text{ г/см}^3$, наиболее тяжелая нефть получена по горизонту Ю-III, показатель среднего значения плотности равно $0,8624 \text{ г/см}^3$.

Одной из особенностей нефти месторождения Асар, является специфика состава - нефть отличается одновременно высоким содержанием парафиновых углеводородов (от 19,8 до 23 %) и асфальто-смолистых веществ (14-20 %). Высокое содержание парафина обуславливает высокую температуру ее застывания, которая в среднем по месторождению составляет $+34 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Объемное содержание светлых фракций, выкипающих до $300 \text{ }^{\circ}\text{C}$, в среднем по горизонтам составляет 27-33 % об.

Текущие физико-химические свойства дегазированной нефти за анализируемый период 2018-2023 годы получены по результатам исследований разгазированных глубинных и рекомбинированных проб нефти из добывающих скважин, а также устьевых проб нефти (таблицы 2.3.8, 2.3.9, 2.3.10).

Полученные данные по свойствам дегазированной нефти за период 2018-2023 гг., позволили уточнить значения содержания серы по юрским продуктивным залежам, диапазон значения которой составило от 0,070 до 0,230 % масс., парафина – от 17,7 до 20,9 % масс., смол – от 11,7 до 17,9 % масс. (таблицы 2.3.8, 2.3.9, 2.3.10).

Таким образом, дегазированная нефть месторождения Асар классифицируется как «высокопарафинистая», «высокосмолистая», «сернистая».

Наибольшее количество исследованных проб дегазированной нефти за текущий период приходится на Ю-IXБ горизонт, результаты которых достаточно близки к определенным ранее.



Таблица 2.3.8–Физико-химические свойства дегазированной нефти месторождения Асар по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

№ скв.	Дата отбора	Место отбора	Горизонт	Интервал перфорации, м	Плотность, при 20 °С, г/см³	Вязкость кин., мм²/с,			Содержание, % масс.				МВ	Температура, °С		Выход фракций, % об., до температуры, °С				
						40°С	50°С	60°С	серы	пара	асф	смола		застывания	Н.К.	100	150	200	250	300
I блок Горизонт Ю-IIА																				
2 рек.	22.06.18	устье	Ю-IIА	1577-1585	0,8492	21,80	15,12	10,93	0,112	-	-	-	269	+34	65	5	12	16	24	30
Горизонт Ю-IIIАБ																				
I блок																				
77 рек.	04.09.19	устье	Ю-IIIАБ	1657,5-1661, 1668-1673	0,8625	29,58	21,85	15,64	0,159	20,1	18,0		257	+34	80	1,4	5,2	11,4	17,2	25,1
II блок																				
860 рек.	13.06.18	устье	Ю-IIIА	1716-1726	0,8642	25,25	19,12	14,08	0,198	-	-	-	282	+34	85	2,2	5,4	15,5	24,6	35,0
702 рек	08.10.20	устье	Ю-IIIБ	1722-1726, 1727-1734	0,8606	26,20	18,23	13,27	0,120	17,9	15,7	0,2	262	+35	79	2	7	12	19	28
Среднее по горизонту Ю-III (II блок)					0,8624	25,73	18,68	13,68	0,159	17,9	15,7	0,2	272	+35	82	2	6	14	22	32
Горизонт Ю-IV																				
I блок																				
147 рек.	20.09.18	устье	Ю-IV	1734-1739, 1739-1756	0,8595	25,2	17,50	10,8	0,153	-	-	-	260	+34	78	2,9	7,0	14,2	25,5	34,8
281 рек.	04.09.19	устье	Ю-IV	1764,5-1768,5	0,8402	20,14	12,32	9,42	0,194	16,8	14,7		240	+33	69	3,9	8,4	14,8	21,7	30,5
Среднее по горизонту Ю-IV (I блок)					0,8499	22,67	14,91	10,11	0,174	16,8	14,7		250	+34	74	3	8	15	24	33
II блок																				
810 глуб.	27.10.18	глуб.	Ю-IV	1730-1740	0,8652	40,65	23,05	15,21	0,175	-	-	-	254	+34	86	2,3	5,4	11,2	15,7	25,1
859 рек.	14.05.18	устье	Ю-IV	1735-1742	0,8678	43,82	24,59	16,76	0,190	-	-	-	277	+34	87	2,0	5,2	10,8	15,4	24,5
806 рек.	04.09.19	устье	Ю-IV	2030,5-2035, 2039-2040	0,8654	29,56	19,45	10,47	0,188	19,2	17,1		259	+34	84	1,2	4,9	9,8	14,2	24,1
486 рек	08.09.22	устье	Ю-IV	1727-1731	0,8616	27,74	24,19	17,16	0,132	20,9	17,8	0,1	261	+37	68	2,2	7,0	13,7	19,0	27,9
703	18.07.23	глуб	Ю-IV	1752-1755; 1758-1761	0,8385	17,42	12,51	8,85	0,058	17,1	14,9	0,1	248	+33	65	2	8	15	20	29
Среднее по горизонту Ю-IV (II блок)					0,8597	31,84	20,76	13,69	0,149	19,1	16,6	0,1	260	+34	78	2	6	12	17	26
Горизонт Ю-VIБ																				
I блок																				
1020 рек.	04.09.19	устье	Ю-VIБ	1955,06-2150,2	0,8535	25,42	18,56	10,74	0,182	18,2	17,9		253	+34	70	4,1	11,7	16,5	22,1	31,3
1003 рек.	16.06.18	устье	Ю-VIБ	2003,7-2205,5	0,8443	13,81	10,61	6,82	0,181	-	-	-	259	+32	65	6,6	14,4	18,9	26,3	34,1
890	29.11.22	устье	Ю-VIБ	1987-1900	0,8616	27,74	24,19	17,16	0,132	20,9	17,8	0,1	257	+37	68	2,2	7,0	13,7	19,0	27,9
Среднее по горизонту Ю-VI					0,8531	22,32	17,79	11,57	0,165	19,6	17,8	0,1	256	+34	68	4	11	16	22	31

Продолжение таблицы 2.3.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Горизонт Ю-IXБ																				
I блок																				
259	17.06.18	устье	Ю-IXБ	2046-2052	0,8441	14,36	9,88	8,86	0,067	-	-	-	255	+33	66	4,6	8,7	12,9	23,4	33,4
418	23.06.18	устье	Ю-IXБ	2060-2065	0,8489	23,80	16,11	11,03	0,185	-	-	-	249	+31	68	4,2	10,4	15,1	23,8	31,2
256	23.11.19	глуб.	Ю-IXБ	2029-2037	0,8558	25,02	19,25	13,23	0,230	19,7	17,3		-	+34	70	2,9	7,5	12,7	22,4	33,4
305 рек.	04.09.19	устье	Ю-ХА	2011-2017,5	0,8587	25,63	16,58	10,0 2	0,161	19,8	17,4		251	+33	78	1,9	5,9	12,4	18,4	24,7
466	07.10.20	глуб.	Ю-IXБ	2052,5-2058,5	0,8557	34,10	26,50	18,70	0,135				250	+30	69	5	12	17	25	32
468	08.10.20	глуб.	Ю-IXБ	2041-2045; 2050-2053;	0,8322	13,70	9,82	7,29	0,101	-	-	-	265	+32	68	5	13	17	25	32
267	11.11.20	устье	Ю-IXБ	2007-2027	0,8546	22,90	16,17	11,89	0,211	18,9	16,7	0,2	252	+34	71	2	9	14	21	30
471	12.07.21	устье	Ю-IXБ	2042-2048	0,8512	27,14	18,03	12,27	0,141	20,6	14,5	0,5	256	+30	78	3	9	12	22	31
479	05.08.21	устье	Ю-IXБ	2045-2053,5	0,8530	27,45	19,65	13,21	0,234	20,0	12,5	0,3	259	+34	80	3	9	13	22	39
493	17.10.22	глуб	Ю-IXБ	2002,5-2005,5; 2006,5-2013,5	0,8632	23,9	14,7	10,7	0,144	18,0	16,2	0,2	264	+33	70	1,8	6,8	12,2	25,5	34,0
493 рек	07.08.22	устье	Ю-IXБ	2002,5-2005,5; 2006,5-2013,5	0,8484	22,14	15,68	11,56	0,048	18,3	15,8	0,15	251	+34	66	2,5	7,2	14,0	19,5	28,4
410	29.11.22	устье	Ю-IXБ	1995-1997, 1999-2010	0,8299	10,49	7,93	6,31	0,078	17,6	13,5	0,1	257	+32	57	1,3	8,1	16,2	23,1	31,3
724	08.10.20	устье	Ю-ХБ	2004-2007, 2012-2015	0,8596	25,60	17,89	13,0 4	0,150	19,1	13,8	0,3	256	+35	66	3	8	14	20	30
Среднее по горизонту Ю-IXБ (I блок)					0,8504	22,79	16,01	11,3 9	0,145	19,1	15,3	0,3	255	+33	70	3	9	14	22	32
II блок																				
762 глуб.	03.12.18	глуб.	Ю-IXБ	2050,5-2061	0,8317	14,18	10,46	7,98	0,084	-	-	-	251	+32	66	5,9	13,4	16,9	24,4	32,5
766 рек.	07.12.18	устье	Ю-IXБ	2028-2031, 2061-2063	0,8356	13,85	9,85	7,21	0,095	-	-	-	255	+32	67	5,2	13,1	16,5	23,9	32,1
761 рек.	05.16.18	устье	Ю-IXБ	2045-2048, 2063-2076	0,8343	9,71	7,37	5,66	0,139	-	-	-	256	+33	65	4,3	9,4	15,6	25,4	35,8
419 рек.	12.06.18	устье	Ю-IXБ	2003-2020	0,8538	25,64	16,58	11,72	0,074	-	-	-	250	+33	76	3,0	8,1	13,5	23,3	34,1
462 рек.	04.09.19	устье	Ю-IXБ	2042,5-2045, 2062-2069	0,8656	35,12	25,56	20,85	0,119	20,2	19,4		264	+35	78	1,8	5,5	9,3	14,3	23,5
756	11.11.20	устье	Ю-IXБ	2042-2045, 2068-2076	0,8582	23,70	15,63	10,23	0,171	17,7	15,3	0,3	291	+34	70	2	8	12	19	27
770	11.11.20	устье	Ю-IXБ	2077-2085	0,8352	14,90	10,90	8,29	0,117	18,8	15,9	0,1	252	+32	67	5	13	16	24	32
Среднее по горизонту Ю-IXБ (II блок)					0,8449	19,59	13,76	10,28	0,114	18,9	16,9	0,2	260	+33	70	4	10	14	22	31
Горизонт Ю-IXА																				
I блок																				
888	20.06.23	глуб	Ю-IXА	2032-2037	0,8306	12,2	7,52	5,90	0,050	17,8	14,8	0,1	243	+33	63	2,9	8,3	15,2	20,4	29,1

Продолжение таблицы 2.3.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Горизонт Ю-ХА																				
I блок																				
424 рек.	06.12.18	устье	Ю-ХА	2071-2077	0,8515	24,6	16,8	12,2	0,158	-	-	-	244	+32	66	3,6	10,2	14,9	23,8	33,1
Горизонт Ю-ХА (БЛОК Ia)																				
901 рек.	04.09.19	устье	Ю-ХА	2100-2105	0,8652	32,54	25,41	19,56	0,110	19,2	18,1	267	+34	88	1,1	5,6	10,3	15,2	24,7	
Горизонт Ю-ХБ																				
I блок																				
302	06.10.18	глуб.	Ю-ХБ	21475-2154	0,8552	20,3	14,1	7,9	0,213	-	-	-	267	+34	75	3,2	7,6	13,5	28,1	32,1
1009 рек.	15.06.18	устье	Ю-ХБ	2259,42; 2532,29	0,8546	19,20	13,50	8,40	0,193	-	-	-	254	+35	74	3,0	7,8	13,2	27,6	32,5
Среднее по горизонту Ю-Х (I блок)					0,8549	19,75	13,8	8,15	0,203	-	-		-	261	+35	75	3	8	13	28
II-блок																				
711	19.09.18	устье	Ю-ХА	21285-2136	0,8533	25,8	17,7	12,8	0,188	-	-	-	256	+33	68	3,9	10,7	15,8	24,1	32,5
710	04.09.19	устье	Ю-ХА	2134-2142	0,8685	38,56	27,45	21,71	0,168	20,1	18,3		272	+33	87	1,3	5,3	9,9	14,9	23,8
872	19.09.22	устье	Ю-ХА	21345-21370; 21380-2141,1	0,8650	33,97	23,10	16,46	0,178	20,6	17,4	0,2	259	+37	72	1,3	6,6	10,7	16,5	22,2
Среднее по горизонту Ю-Х (II блок)					0,8623	32,78	22,75	16,99	0,178	20,4	17,4	0,2	262	+34	76	2	8	12	19	26

Таблица 2.3.9- Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти месторождения Асар по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

Наименование	На дату проектирования документа ПР-2018 [1]				На дату составления отчета			
	Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб			скв.	проб		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I-БЛОК								
Горизонт Ю-II								
Плотность при 20°C, г/см ³	-	-	-	0,8740	1	1	-	0,8492
Вязкость, мПа*с								
40 °C	1	2	38,69-48,71	43,70	1	1	-	21,80
50 °C	2	6	15,88-29,20	23,06	1	1	-	15,12
60 °C	-	-	-	-	1	1	-	10,93
Темп. застывания, °C	2	6	+32-+37	+35	1	1	-	+34
Массовое содержание, %	Серы	1	1	0,20	0,20	1	1	0,112
	Смол	2	2	17,02-19,70	18,36	-	-	-
	Асфальт.	2	2	1,00-4,02	2,51	-	-	-
	Парафин	2	2	19,70-21,60	20,65	-	-	-
Объемный выход фракций, %	н.к.				1	1	-	65
	100°C				1	1	-	5
	150 °C	-	-	-	1	1	-	12
	200 °C				1	1	-	24
	300 °C				1	1	-	30
Горизонт Ю-ШАБ								
Плотность при 20°C, г/см ³	-	-	-	0,8763	1	1	-	0,8625
Вязкость, мПа*с								
40 °C	1	1	-	26,78	1	1	-	29,58
50 °C	1	1	-	21,67	1	1	-	21,85
60 °C	1	1	-	14,20	1	1	-	15,64
Темп. застывания, °C	1	2	+36-+38	+37	1	1	-	-34
Массовое содержание, %	Серы	-	-	-	1	1	-	0,159
	Смол	1	2	14,40-18,25	16,52	1	1	18,0
	Асфальт.	1	2	3,59-3,94	3,76			
	Парафин	1	2	20,46-22,40	21,43	1	1	20,1
Объемный выход фракций, %	н.к.			109	1	1	-	80
	100°C			-	1	1	-	1,4
	150 °C	-	-	4	1	1	-	5,2
	200 °C			17	1	1	-	11,4
	300 °C			38	1	1	-	25,1
Горизонт Ю-IV								
Плотность при 20°C, г/см ³	-	-	-	0,8660	2	2	0,8402-0,8595	0,8499
Вязкость, мПа*с								
40 °C	1	1	-	62,56	2	2	20,14-25,20	22,67
50 °C	1	1	-	39,09	2	2	12,32-17,50	14,91
60 °C	1	1	-	23,63	2	2	9,42-10,80	10,11
Темп. застывания, °C	1	1	-	+35	2	2	+33-+34	+34
Массовое содержание, %	Серы	1	1	0,17	2	2	0,153-0,194	0,174
	Смол	1	1	17,93	-	-	-	14,7
	Асфальт.	1	1	2,06	-	-		
	Парафин	1	1	22,62	-	-	-	16,8
Объемный выход фракций, %	н.к.			91	2	2	69-78	74
	100°C			1	2	2	2,9-3,9	3
	150 °C	-	-	5	2	2	7,0-8,4	8
	200 °C			10	2	2	14,2-14,8	15
	300 °C			24	2	2	30,5-34,8	33



Продолжение таблицы 2.3.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Горизонт Ю-VI								
Плотность при 20°C, г/см³	1	2	0,837-0,839	0,8380	3	3	0,8338-0,8535	0,8531
Вязкость, мПа*с								
40 °C	1	1	-	11,21	3	3	11,21-27,74	22,32
50 °C	1	1	-	8,15	3	3	10,61-24,19	17,79
60 °C	1	1	-	5,11	3	3	6,82-17,19	11,57
Темп. застывания, °C	1	1	-	+31	3	3	+31-+37	+34
Массовое содержание, %	Серы	-	-	0,21	3	3	0,132-0,210	0,165
	Смол	-	-	-	1	1	-	17,8
	Асфальт.	-	-	-	1	1	-	0,1
	Парафин	-	-	-	2	2	18,2-20,9	19,6
Объемный выход фракций, %	н.к.	1	1	-	62	3	62-70	68
	100°C	1	1	-	7	3	2,2-7,0	4
	150 °C	1	1	-	13	3	7,0-14,4	11
	200 °C	1	1	-	18	3	9,8-18,9	16
	300 °C	1	1	-	33	3	27,9-34,1	31
Горизонт Ю-IXБ								
Плотность при 20°C, г/см³	5	10	0,8360-0,8660	0,8521	13	13	0,8299-0,8632	0,8504
Вязкость, мПа*с								
40 °C	7	7	18,53-34,77	28,07	13	13	10,49-34,10	22,79
50 °C	7	7	12,42-22,20	18,17	13	13	7,93-26,50	16,01
60 °C	1	1	-	12,71	13	13	6,31-18,70	11,39
Темп. застывания, °C	7	7	+30-+36	+33	13	13	+30-+35	+33
Массовое содержание, %	Серы	7	7	0,10-0,215	0,163	13	13	0,067-0,234
	Смол	-	-	-	Σ 14,07	9	9	12,5-16,7
	Асфальт.	-	-	-	-	9	9	0,1-0,5
	Парафин	-	-	-	23,0	9	9	17,6-20,6
Объемный выход фракций, %	н.к.	7	7	61-93	78	13	13	57-80
	100°C	7	7	1,4-7	3	13	13	1,3-5,0
	150 °C	7	7	5,3-12,2	9	13	13	6,8-13,0
	200 °C	7	7	10-17	13	13	13	12,0-17,0
	300 °C	7	7	24-49	31	13	13	28,4-39,0
Горизонт Ю-ХА								
Плотность при 20°C, г/см³	2	3	0,850-0,853	0,8520	1	1	-	0,8515
Вязкость, мПа*с								
40 °C	2	2	17,88-20,50	19,19	1	1	-	24,6
50 °C	2	2	13,13-14,60	13,87	1	1	-	16,8
60 °C	2	2	8,40-9,11	8,76	1	1	-	12,2
Темп. застывания, °C	2	2	+33-+36	+35	1	1	-	+32
Массовое содержание, %	Серы	2	2	0,100-0,103	0,102	1	1	-
	Смол	-	-	-	Σ 19,91	-	-	-
	Асфальт.	-	-	-	-	-	-	-
	Парафин	-	-	-	20,65	-	-	-
Объемный выход фракций, %	н.к.	2	2	72-95	84	1	1	-
	100°C	2	2	-	2	1	1	-
	150 °C	1	1	-	8	1	1	-
	200 °C	2	2	12-14	13	1	1	-
	300 °C	2	2	27-37	32	1	1	-
Горизонт Ю-ХА (БЛОК Ia)								
Плотность при 20°C, г/см³	-	-	-	-	1	1	-	0,8652
Вязкость, мПа*с								
40 °C	-	-	-	-	1	1	-	32,54
50 °C	-	-	-	-	1	1	-	25,41
60 °C	-	-	-	-	1	1	-	19,56
Темп. застывания, °C	-	-	-	-	1	1	-	+34
Массовое содержание, %	Серы	-	-	-	-	1	1	0,110
	Смол	-	-	-	-	-	-	18,1
	Асфальт.	-	-	-	-	-	-	-
	Парафин	-	-	-	-	-	-	19,2



Продолжение таблицы 2.3.9

1		2	3	4	5	6	7	8	9
Объемный выход фракций, %	н.к.					1	1	-	88
	100°C					1	1	-	1
	150 °C	-	-	-	-	1	1	-	6
	200 °C					1	1	-	10
	300 °C					1	1	-	25
Горизонт Ю-ХБ									
Плотность при 20°C, г/см³		2	3	0,850-0,853	0,8520	2	2	0,8546-0,8552	0,8549
Вязкость, мПа*с									
40 °C		2	2	17,88-20,50	19,19	2	2	19,20-20,30	19,75
50 °C		2	2	13,13-14,60	13,87	2	2	13,50-14,10	13,80
60 °C		2	2	8,40-9,11	8,76	2	2	7,9-8,40	8,15
Темп. застывания, °C		2	2	+33-+36	+35	2	2	+34-+35	+35
Массовое содержание, %	Серы	2	2	0,100-0,103	0,102	2	2	0,193-0,213	0,203
	Смол	-	-	-	Σ 19,91	-	-	-	-
	Асфальт.	-	-	-		-	-	-	-
	Парафин	-	-	-	20,65	-	-	-	-
Объемный выход фракций, %	н.к.	2	2	72-95	84	2	2	74-75	75
	100°C	2	2	-	2	2	2	3,0-3,2	3
	150 °C	1	1	-	8	2	2	7,6-7,8	8
	200 °C	2	2	12-14	13	2	2	13,2-13,5	13
	300 °C	2	2	27-37	32	2	2	32,1-32,5	32
II-БЛОК									
Горизонт Ю-ШБ									
Плотность при 20°C, г/см³		-	-	-	0,8763	2	2	0,8606-0,8642	0,8624
Вязкость, мПа*с									
40 °C		1	1	-	26,78	2	2	25,25-29,58	25,73
50 °C		1	1	-	21,67	2	2	18,23-19,12	18,68
60 °C		1	1	-	14,20	2	2	13,27-14,08	13,68
Темп. застывания, °C		1	2	+36-+38	+37	2	2	+34-+35	+35
Массовое содержание, %	Серы	-	-	-	-	2	2	0,120-0,198	0,159
	Смол	1	2	14,40-18,25	16,52	-	-	-	15,7
	Асфальт.	1	2	3,59-3,94	3,76	-	-	-	0,2
	Парафин	1	2	20,46-22,40	21,43	-	-	-	17,9
Объемный выход фракций, %	н.к.				109	2	2	79-85	82
	100°C				-	2	2	2-2,2	2
	150 °C	-	-	-	4	2	2	5,4-7	6
	200 °C				17	2	2	12-15,5	14
	300 °C				38	2	2	28-35,0	32
Горизонт Ю-IV									
Плотность при 20°C, г/см³		-	-	-	0,8660	5	5	0,8385-0,8678	0,8597
Вязкость, мПа*с									
40 °C		1	1	-	62,56	5	5	17,42-43,82	31,84
50 °C		1	1	-	39,09	5	5	12,32-24,59	20,76
60 °C		1	1	-	23,63	5	5	8,85-17,16	13,69
Темп. застывания, °C		1	1	-	+35	5	5	+33-+37	+34
Массовое содержание, %	Серы	1	1	-	0,17	5	5	0,058-0,190	0,149
	Смол	1	1	-	17,93	2	2	14,9-17,8	16,6
	Асфальт.	1	1	-	2,06	2	2	-	0,1
	Парафин	1	1	-	22,62	2	2	17,1-20,9	19,1
Объемный выход фракций, %	н.к.				91	5	5	65-87	78
	100°C				1	5	5	1,2-2,3	2
	150 °C	-	-	-	5	5	5	4,9-8,0	6
	200 °C				10	5	5	9,8-15,0	12
	300 °C				24	5	5	24,1-29	26
Горизонт Ю-IX									
Плотность при 20°C, г/см³		5	10	0,8360-0,8660	0,8521	7	7	0,8317-0,8656	0,8449



Продолжение таблицы 2.3.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вязкость, мПа*с								
40 °С	7	7	18,53-34,77	28,07	7	7	9,71-35,12	19,59
50 °С	7	7	12,42-22,20	18,17	7	7	7,37-25,56	13,76
60 °С	1	1	-	12,71	7	7	5,66-20,85	10,28
Темп. застывания, °С	7	7	+30-+36	+33	7	7	+32-+35	+33
Массовое содержание, %	Серы	7	7	0,10-0,215	0,163	7	7	0,074-0,171
	Смол	-	-	-	Σ 14,07	2	2	15,3-19,4
	Асфальт.					2	2	0,1-0,3
	Парафин	-	-	-	23,0	3	3	17,7-20,2
Объемный выход фракций, %	н.к.	7	7	61-93	78	7	7	65-78
	100°С	7	7	1,4-7	3	7	7	1,8-5,9
	150 °С	7	7	5,3-12,2	9	7	7	5,5-13,4
	200 °С	7	7	10-17	13	7	7	9,3-16,9
	300 °С	7	7	24-49	31	7	7	23,5-35,8
Горизонт Ю-ХА								
Плотность при 20°С, г/см³	2	3	0,850-0,853	0,8520	3	3	0,8533-0,8685	0,8623
Вязкость, мПа*с								
40 °С	2	2	17,88-20,50	19,19	3	3	25,60-38,56	32,78
50 °С	2	2	13,13-14,60	13,87	3	3	17,7-27,45	22,75
60 °С	2	2	8,40-9,11	8,76	3	3	12,8-21,71	16,99
Темп. застывания, °С	2	2	+33-+36	+35	3	3	+33-+37	+34
Массовое содержание, %	Серы	2	2	0,100-0,103	0,102	3	3	0,150-0,188
	Смол	-	-	-	Σ 19,91	2	2	13,8-17,4
	Асфальт.					2	2	0,2-0,3
	Парафин	-	-	-	20,65	3	3	19,1-20,6
Объемный выход фракций, %	н.к.	2	2	72-95	84	3	3	66-87
	100°С	2	2	-	2	3	3	1,3-3,9
	150 °С	1	1	-	8	3	3	5,3-10,7
	200 °С	2	2	12-14	13	3	3	9,9-15,8
	300 °С	2	2	27-37	32	3	3	22,2-32,5
Горизонт Ю-ХБ*								
Плотность при 20°С, г/см³	2	3	0,850-0,853	0,8520	-	-	-	0,8549
Вязкость, мПа*с								
40 °С	2	2	17,88-20,50	19,19	-	-	-	19,75
50 °С	2	2	13,13-14,60	13,87	-	-	-	13,80
60 °С	2	2	8,40-9,11	8,76	-	-	-	8,15
Темп. застывания, °С	2	2	+33-+36	+35	-	-	-	+35
Массовое содержание, %	Серы	2	2	0,100-0,103	0,102	-	-	0,203
	Смол	-	-	-	Σ 19,91	-	-	-
	Асфальт.					-	-	-
	Парафин	-	-	-	20,65	-	-	-
Объемный выход фракций, %	н.к.	2	2	72-95	84	-	-	75
	100°С	2	2	-	2	-	-	3
	150 °С	1	1	-	8	-	-	8
	200 °С	2	2	12-14	13	-	-	13
	300 °С	2	2	27-37	32	-	-	32



Таблица 2.3.10– Свойства устьевых проб дегазированной нефти, отобранных в 2020 году. Месторождение Асар

Скважина	Горизонт	Дата отбора проб	Плотность при 20 °С, г/см ³	Кинематическая вязкость, мм ² /с при температурах:			Температура застывания, °С	Температура начала кипения, °С	Фракционный состав					Содержание, % масс.			
									Выход, % объемные					серы	парафина	смола	асфальтенов
				40 °С	50 °С	60 °С			100 °С	150 °С	200 °С	250 °С	300 °С				
56	Ю-2Б, 1 блок	10.04.2020	0,8617	24	17	13	+35	79	2	6,1	11,9	17,5	25,8	0,12	19,8	17,3	0,5
77	Ю-3Б, 1 блок	10.04.2020	0,8674	29	20	15	+35	80	1	5,1	11,0	16,8	24,3	0,16	20,3	17,9	0,6
138	Ю-4, 1 блок	10.04.2020	0,8675	39	27	19	+36	79	2	7,0	12,5	19,6	29,1	0,18	18,8	16,2	0,4
145	Ю-4, 1 блок	10.04.2020	0,8703	39	26	19	+36	80	1	6,4	11,1	18,8	28,3	0,18	19,0	16,5	0,5
1003	Ю-6Б, 1 блок	10.04.2020	0,8610	24	17	12	+35	72	2	8,1	14,3	21,6	31,3	0,20	18,5	16,1	0,4
1020	Ю-6Б, 1 блок	10.04.2020	0,8623	25	17	13	+35	70	2	6,9	16,0	22,2	33,8	0,19	19,4	16,3	0,6
313	Ю-9Б, 1 блок	10.04.2020	0,8618	25	17	13	+35	72	2	8,4	14,1	21,2	30,8	0,18	18,7	16,1	0,4
711	Ю-10А, 2 блок	04.05.2020	0,8647	27	19	14	+36	66	2	8,1	13,9	19,2	28,8	0,16	19,7	11,7	0,6
259	Ю-9Б, 1 блок	04.05.2020	0,8559	24	17	12	+35	70	2	8,5	14,2	19,9	28,8	0,09	19,0	17,5	0,3
710	Ю-10А, 2 блок	04.05.2020	0,8571	26	18	13	+35	71	2	7,8	13,6	19,8	29,0	0,18	19,7	17,4	0,1
223	Ю-2А, 1 блок	04.05.2020	0,8550	25	18	13	+34	69	2	7,4	13,9	19,9	28,8	0,12	17,7	16,6	0,1
860	Ю-3Б, 2 блок	04.05.2020	0,8694	32	22	16	+35	72	1	5,4	10,9	18,0	28,8	0,15	20,9	17,8	0,1
281	Ю-4, 1 блок	04.05.2020	0,8643	26	18	13	+36	72	2	6,5	11,7	18,5	29,6	0,20	18,8	16,4	0,2
418	Ю-9Б, 1 блок	04.05.2020	0,8536	23	16	12	+34	68	3	8,4	14,7	21,0	30,1	0,20	18,7	16,2	0,2
766	Ю-9Б, 2 блок	04.05.2020	0,8434	17	12	9,2	+33	66	3	9,8	16,9	24,7	33,5	0,10	17,7	13,8	0,2
1013	Ю-4, 1 блок	04.05.2020	0,8719	37	25	18	+36	74	2	6,2	11,0	18,0	28,8	0,17	19,8	17,1	0,2
460	Ю-9Б, 1 блок	04.05.2020	0,8486	22	16	12	+34	68	2	7,0	13,8	19,2	27,8	0,11	17,9	14,2	0,2
421	Ю-9Б, 1 блок	18.05.2020	0,8503	22	16	12	+35	70	2	7,0	12,1	20,0	30,1	0,09	17,7	14,5	0,1
470	Ю-9Б, 1 блок	18.05.2020	0,8448	21	15	11	+33	64	3	8,3	14,6	21,1	31,8	0,10	17,9	14,3	0,2
804	Ю-4, 2 блок	18.05.2020	0,8664	30	21	15	+36	73	2	6,3	11,5	18,1	29,0	0,17	19,1	16,5	0,2
810	Ю-4, 2 блок	18.05.2020	0,8623	25	18	13	+36	72	2	6,7	12,1	18,7	30,0	0,14	18,9	15,9	0,5
227	Ю-9Б, 1 блок	18.05.2020	0,8593	24	17	12	+36	72	2	7,1	12,9	19,8	30,7	0,15	18,4	14,9	1,0
765	Ю-9Б, 2 блок	18.05.2020	0,8603	24	17	13	+36	74	2	6,9	12,3	18,9	29,8	0,15	18,4	15,4	0,5
812	Ю-9Б, 2 блок	18.05.2020	0,8600	24	17	13	+36	73	1	7,0	12,5	18,8	30,0	0,07	19,5	15,9	0,5
489	Ю-10А1, 1А блок	18.05.2020	0,8513	21	15	11	+34	70	2	8,1	13,7	21,3	29,6	0,11	17,8	14,7	0,6
Среднее значение по скважинам			0,8596	26,2	18,3	13,4	+35	72	2	7	13	20	30	0,147	18,9	15,9	0,4

Таблица 2.3.11– Свойства устьевых проб дегазированной нефти, отобранных в 2023 году. Месторождение Асар

Наименование показателя	№ скважин														
	462	721	306	463	485	42	467	1011	49	420	262	321	781	733	468
Содержание воды, % об.	16,1	48,2	89,0	2,2	20,2	25,2	79,0	78,8	38,0	60,0	73,7	64,8	12,0	20,0	25,0
Плотность при 20 °С г/см ³	0,8329	0,8649	0,8629	0,8299	0,8594	0,8566	0,8259	0,8421	0,8609	0,8469	0,8649	0,8621	0,8217	0,8631	0,8653
Кинем вязкость при: t=35°С мм ² /с	23,76	52,76	45,58	19,79	37,33	40,28	16,36	35,23	42,86	38,18	52,24	45,98	16,13	48,09	49,52
t=40°С	19,70	41,98	36,55	16,56	30,25	32,51	13,81	28,63	34,48	30,90	41,59	36,86	13,63	38,45	39,54
t=45°С	16,53	33,92	29,74	14,01	24,85	26,61	11,79	23,59	28,14	25,36	33,62	29,98	11,64	31,21	32,05
t=50°С	12,02	23,07	20,48	10,34	17,41	18,52	9,43	12,70	19,48	17,73	22,89	20,63	9,75	21,40	21,91
t=60°С	9,07	16,44	14,75	7,90	12,72	13,46	7,40	8,65	14,09	12,93	16,32	14,50	7,49	15,35	15,69
t=70°С	7,06	12,18	11,06	6,21	9,63	10,14	5,85	7,21	10,58	9,78	12,10	11,21	5,91	11,44	11,67
t=80°С	5,64	9,32	8,53	5,00	7,51	7,88	4,73	5,75	8,19	7,61	9,26	8,64	4,78	8,80	8,96
t=90°С	4,60	7,33	6,76	4,11	6,00	6,27	3,91	4,69	6,51	6,08	7,29	6,84	3,94	6,95	7,07
Динам. вязкость при: t=35°С мПа/с	19,62	45,27	39,02	16,28	31,82	34,40	13,39	29,42	36,65	32,06	44,82	39,06	13,13	41,17	42,51
t=40°С	16,19	35,87	31,16	13,56	25,68	27,65	11,25	23,80	29,37	25,84	35,54	31,18	11,05	32,79	33,77
t=45°С	13,53	28,86	25,26	11,41	21,01	22,54	9,56	19,52	23,87	21,12	28,62	25,26	9,39	26,51	27,34
t=50°С	9,74	19,47	17,25	8,35	14,59	15,56	7,54	10,37	16,39	14,64	19,33	17,12	7,14	18,03	18,50
t=60°С	7,29	13,76	12,30	6,34	10,57	11,22	5,63	6,85	11,76	10,58	13,67	12,00	5,93	12,83	13,15
t=70°С	5,62	10,11	9,16	4,92	7,93	8,38	4,62	5,81	8,76	7,93	10,05	9,13	4,64	9,48	9,72
t=80°С	4,44	7,66	7,00	3,92	6,13	6,46	3,70	4,60	6,72	6,12	7,63	7,03	3,71	7,23	7,38
t=90°С	3,59	5,97	5,50	3,26	4,85	5,10	3,03	3,72	5,30	4,85	5,96	5,52	3,03	5,66	5,78
Содержание серы% масс.	0,092	0,162	0,153	0,082	0,170	0,119	0,091	0,055	0,191	0,116	0,264	0,273	0,079	0,183	0,125
Температура застывания	+33	+36	+35	+32	+34	+35	+31	+33	+35	+33	+36	+35	+31	+36	+36
Содержание хл. солей	16364,1	64208,4	94317,3	822,4	43310,7	7146,7	3490,4	23234,4	20366,7	24525,	14763,	26669,	1004,2	2704,9	6404,9
Температура н к	63	78	76	58	75	67	62	65	68	65	70	69	62	69	71
Выход фракций:															
100 °С	1,4	0,8	1,0	1,5	1,2	1,8	2,5	2,0	1,6	2,0	1,0	1,4	2,6	1,3	0,8
150 °С	6,4	4,7	5,9	6,6	6,0	6,4	7,9	7,3	5,9	7,4	5,1	5,3	7,8	5,6	4,9
200 °С	12,2	9,3	11,8	12,4	12,0	12,7	14,1	13,9	12,1	13,7	11,4	11,9	14,3	11,7	10,8
250 °С	18,4	15,3	17,9	18,6	18,2	21,2	22,8	22,4	20,7	21,8	19,7	20,0	23,5	20,3	19,4
300 °С	29,0	27,2	28,0	29,4	28,4	31,1	34,2	33,1	30,8	32,7	29,3	30,2	34,7	30,0	28,9
Содержание парафинов	17,9	18,8	18,4	17,4	18,1	18,1	17,3	17,9	18,1	18,0	18,4	18,2	17,1	18,3	18,5
Температура плавления парафинов	+60	+61	+61	+60	+61	+61	+60	+61	+62	+62	+62	+62	+61	+62	+62
Содержание смол	16,7	17,0	16,9	15,7	16,8	16,1	14,1	15,3	16,3	15,6	16,6	16,4	13,8	16,6	16,7
Содержание асфальтенов	0,1	0,1	0,1	0,05	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2
Кислотное число	0,007	0,005	0,004	0,005	0,007	0,009	0,005	0,004	0,005	0,006	0,007	0,006	0,006	0,009	0,006
Молекулярный вес	260	282	275	249	256	277	254	260	277	262	270	268	251	270	272

По другим горизонтам, где проведено ограниченное число анализов, свойства претерпели некоторые изменения: плотность и вязкость уменьшились по сравнению с начальными параметрами.

В регламентной таблице 2.3.9 представлены физико-химические свойства дегазированной нефти по горизонтам по состоянию на 01.01.2024г., а также для сравнения показатели нефти, принятые в ПР-2018 г. [25].

В 2019-2023 годах в рамках контроля за изменениями физико-химических свойств пластовых флюидов с ведением интенсивной разработки месторождения Асар, были произведены отбор и исследования устьевых проб дегазированной нефти из 35 добывающих скважин (таблицы 2.3.9 и 2.3.10).

На основании данных, полученных при проведении исследований глубинных и устьевых проб нефти из добывающих скважин месторождения Асар, дегазированная нефть имеет широкий диапазон вязкостно-плотностных характеристик и классифицируется по типу, как «легкий» ($0,8301-0,8500 \text{ г/см}^3$) и «средний» ($0,8501-0,8700 \text{ г/см}^3$) с диапазоном изменения плотности от $0,840$ до $0,868 \text{ г/см}^3$, сернистая – выше $0,60 \text{ \% масс.}$

Как известно, содержание высокомолекулярных соединений в нефти оказывают влияние на величину ее плотности. Нефть месторождения Асар высокопарафинистая, в начальный период содержание парафина составляло более $20 \text{ \% масс.}$

В рамках изучения динамики изменения текущих свойств дегазированной нефти в процессе разработки продуктивных залежей месторождения Асар в период 2020-2023 гг., произведены отбор и анализ устьевых проб из скважин добывающего фонда – таблицы 2.3.10-2.3.11. Результаты исследований определили незначительное снижение содержания парафинов в нефти, которое в среднем по месторождению составило $18,5 \text{ \% масс.}$

Снижение содержания парафинов в нефти обуславливается изменением термобарических условий продуктивных залежей с ведением разработки месторождения, когда происходит снижение пластовой температуры и выпадение тугоплавких парафинов в пласте в процессе их кристаллизации. Также при добыче нефти происходит снижение температуры в стволе НКТ, что при достижении $T_{нас.}$ может приводить к отложению парафина в верхней части НКТ и наземном оборудовании.

В связи с вышесказанным, для получения достоверной информации при обосновании изменения текущих свойств дегазированной, связанных с выпадением тугоплавких парафинов нефти, рекомендуется провести исследования по определению температуры кристаллизации образования твердой фазы - $T_{нас.}$ нефти парафином по всем продуктивным горизонтам.



2.3.4 Свойства и состав воды

В настоящем отчете приведены текущие свойства пластовой воды юрского продуктивного комплекса месторождения Асар, полученные за отчетный период, а также их сравнение с принятыми значениями в документе [25], по состоянию изученности на 01.01.2024 года. Для уточнения физико-химических параметров попутно-добываемых вод в период с ноября 2020 по июнь 2023 г., в лаборатории Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» были проведены исследования со следующих объектов:

- горизонт II, блок I, скважины №№2, 223;
- горизонт III, блок II, скважины №№701, 721, 860;
- горизонт IV, блок I, скважины №№144, 145, 147, 485;
- горизонт VI, блок I, скважины №№1003, 1020;
- горизонт IX Б, блок I, скважины №№313, 407, 408, 419;
- горизонт IX Б, блок II, скважина №№462;
- горизонт X А, блок I, скважины №№73, 300, 306, 424, 428;
- горизонт X Б, блок II, скважины №№263, 1009;
- горизонт XI, блок I, скважины №270.

Результаты анализов представлены содержанием основного компонентного состава, плотностью, кинематической и динамической вязкостью, концентрацией ионов бария и стронция, расчетом общей минерализации и типа воды (таблица 2.3.12).

По гидрогеологическим параметрам пластовые воды юрских горизонтов месторождения Асар представляют собой рассолы хлоркальциевого типа согласно классификации Сулина В.А., с суммарным содержанием растворенных солей от 38,6 до 160,6 г/л, при соответствующей плотности 1,027 и 1,109 г/см³ соответственно. Общая жесткость варьирует в пределах от 160,0 до 780,0 мг-экв/л, характеризуя воды как очень жесткие по классификации Алекина. Воды слабокислые, со средним водородным показателем (pH) – 6,0.



Таблица 2.3.12- Результаты текущих физико-химических свойств воды (2020-2023гг)

№ Скв	Дата отбора	pH	Плот- ность, г/см ³	Содержание ионов (мг/л;)							Общая жесткость воды, мгэкв/л	Общая минерали - зация, г/л	Тип воды по Сулину	Sr, мг/л	Ba, мг/л	Вязкость воды (при комн. темп), мм ² /с
				Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Горизонт II, блок I																
223	13.05.2021	5,4	1,091	37545,6	9218,4	1337,6	80826,0	18,1	122,0	не обн.	650,0	129067,3	Cl-Ca	350,0	133,0	1,13
2	17.05.2021	5,3	1,080	32108,0	8016,0	1824,0	68787,2	125,1	171,0	не обн.	550,0	111031,3	Cl-Ca	263,0	5,6	1,0
Горизонт III, блок II																
860	13.05.2021	5,2	1,088	33626,0	10020,0	2432,0	76572,0	не обн.	98,0	не обн.	700,0	122748,0	Cl-Ca	362,0	108,0	1,16
701	13.05.2021	5,3	1,089	35466,0	9619,2	2189,0	77990,0	не обн.	122,0	не обн.	660,0	125386,2	Cl-Ca	346,0	117,0	1,064
721	01.06.2023	6,8	1,081	33195,9	8617,2	1945,6	72026,3	не обн.	103,7	не обн.	590,0	115888,7	Cl-Ca	-	-	-
Горизонт IV, блок I																
145	03.03.2021	6,3	1,089	36101,0	9419,0	2067,2	78139,0	87,3	219,6	не обн.	640,0	126033,1	Cl-Ca	-	-	-
144	13.05.2021	5,4	1,084	33166,0	8818,0	2189,0	73027,0	11,0	110,0	не обн.	620,0	117321,0	Cl-Ca	284,0	91,0	1,06
147	14.05.2021	5,5	1,077	30613	7615,2	1702,4	65278,0	290,0	220,0	не обн.	520,0	105718,6	Cl-Ca	196,0	3,0	1,0
Горизонт IV, блок II																
485	01.06.2023	6,6	1,082	32146,2	8717,4	2067,2	70897,2	72,4	85,4	не обн.	605,0	113985,8	Cl-Ca	-	-	-
Горизонт VI, блок I																
1003	13.05.2021	5,5	1,099	39516,3	12425,0	1946,0	88448,0	13,2	171,0	не обн.	780,0	142520,0	Cl-Ca	370,0	226,0	1,08
1020	13.05.2021	5,6	1,098	38596,0	12024,0	1946,0	86335,0	14,0	146,4	не обн.	760,0	139062,0	Cl-Ca	377	258	1,17

продолжение таблицы 2.3.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Горизонт IXБ блок I																
407	14.05.2021	5,4	1,061	25323,0	5611,2	1216,0	51941,3	532,0	293,0	не обн.	380,0	84917,0	Cl-Ca	185,0	не обн.	0,97
419	24.11.2020	7,0	1,059	21796,4	6212,4	2188,8	50261,0	624,0	427,0	не обн.	490,0	81509,6	Cl-Ca	-	не обн.	-
408	14.05.2021	6,7	1,027	11666,0	2004,0	729,6	22745,3	1248,0	439,2	не обн.	160,0	38562,1	Cl-Ca	26,0	не обн.	0,910
313	28.10.2021	5,2	1,109	46669,3	12024,0	2189,0	99260,0	267,0	214,0	не обн.	780,0	160629,2	Cl-Ca	-	-	-
Горизонт IXБ блок II																
462	01.06.2023	6,9	1,062	25293,5	6012,0	1276,8	52903,9	463,9	172,8	не обн.	405,0	86122,9	Cl-Ca	-	-	-
Горизонт ХБ, блок II возвратный																
1009	26.04.2021	6,4	1,054	21988,0	5210,4	1338,0	45376,0	1012,0	305,0	не обн.	350,0	75229,0	Cl-Ca	250,0	не обн.	0,99
263	14.05.2021	5,4	1,069	26250,0	6012,0	2432,0	57511,0	1019,1	126,2	не обн.	500,0	93410,4	Cl-Ca	182,0	не обн.	1,021
Горизонт ХА блок I																
300	23.11.2020	6,6	1,080	31637,5	9619,2	1094,4	68702,1	187,7	231,8	не обн.	570,0	114720,7	Cl-Ca	-	-	-
424	25.11.2020	6,6	1,090	34552,9	10220,4	2796,8	79188,2	186,9	292,8	не обн.	740,0	127238,0	Cl-Ca	-	не обн.	-
428	26.11.2020	6,5	1,111	42055,5	12425,0	3283,0	96182,9	Не обн.	341,6	не обн.	890,0	154284,8	Cl-Ca	-	364,5	-
73	05.08.2022	5,6	1,095	42463,0	11623,2	1945,6	91599,3	следы	146,4	не обн.	740,0	147784,1	Cl-Ca	-	-	-
306	01.06.2023	6,9	1,047	19464,8	4609,2	820,8	40086,3	487,9	180,0	не обн.	297,5	65649,0	Cl-Ca	-	-	-
Горизонт XI, блок I																
270	23.11.2020	6,5	1,111	42708,7	12424,8	2918,4	96182,9	Не обн.	244,0	Не обн.	860,0	154475,6	Cl-Ca	-	122,0	-

Таблица 2.3.13- Характеристики пластовой воды по горизонтам по состоянию изученности на 01.01.2024г.

№ п/п	Характеристика и содержание		ПР 2018 г.				За отчетный период			
			Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
			скв	проб			скв	проб		
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10
Горизонт II, блок I										
1	Газосодержание, м³/м³									
2	Объемный коэффициент, доли ед.									
3	Плотность, кг/м³		4	4	1080,0-1093,0	1086	2	2	1080-1091	1086
4	Вязкость, мПа·с						2	2	0,45-0,47	0,46
5	Общая минерализация, г/дм³		4	4	114,0-149,0	133	2	2	111,0-129,1	120,0
6	Водородный показатель (рН)						2	2	5,3-5,4	5,35
7	Общее содержание железа, мг/дм³									
8	Общая жесткость, мг-экв/дм³ (°Ж)		4	4	520-674	618	2	2	550,0-650,0	600,0
9	Тип воды		4	4	Cl-Ca	Cl-Ca	2	2	Cl-Ca	Cl-Ca
10	Примеси, мг/дм³									
11	Содержание металлов мг/дм³	Барий					2	2	5,6-133,0	69,3
12		Стронций					2	2	263,0-350,0	307,0
13		Марганец								
14		Кобальт								
15		Медь								
16		Никель								
17		Алюминий								
18		Цинк								
19		Литий								
20	Содержание, мг/кг	Бора								
21		Йода								
22		Брома								
23		Сероводорода								
24		Оксида кремния								
25	Содержание ионов, г/дм³	Cl⁻	4	4	70,9-92,3	82,1	2	2	68,9-80,8	74,8

продолжение таблицы 2.3.13

1	2		3	4	5	6	7	8	9	10
26		SO ₄ ²⁻	4	4	0,307-0,672	0,426	2	2	0,125-0,018	0,071
27		HCO ₃ ⁻	4	4	0,073-0,161	0,135	2	2	0,171-0,122	0,147
28		Ca ²⁺	4	4	7,2-10,0	8,9	2	2	8,0-9,2	8,6
29		Mg ²⁺	4	4	1,92-2,21	2,06	2	2	1,34-1,82	1,58
30		Na ⁺ K ⁺	4	4	31,1-44,6	39,3	2	2	32,1-37,5	34,8
Горизонт IV, блок I										
1	Газосодержание, м³/м³		1	1	-	0,414				
2	Объемный коэффициент, доли ед.									
3	Плотность, кг/м³		14	14	1033,0-1095,0	1078	4	4	1077-1089	1083
4	Вязкость, мПа·с						2	2	0,44-0,47	0,46
5	Общая минерализация, г/дм³		14	14	54,0-161,0	125	4	4	105,7-126,0	115,7
6	Водородный показатель (pH)						4	4	5,4-6,6	6,0
7	Общее содержание железа, мг/дм³									
8	Общая жесткость, мг-экв/дм³ (°Ж)		14	14	290-720	582	4	4	520,0-640,0	596,3
9	Тип воды		14	14	Cl-Ca	Cl-Ca	4	4	Cl-Ca	Cl-Ca
10	Примеси, мг/дм³									
11	Содержание металлов мг/дм³	Барий					2	2	91,0-3,0	47,0
12		Стронций					2	2	284,0-196,0	240,0
13		Марганец								
14		Кобальт								
15		Медь								
16		Никель								
17		Алюминий								
18		Цинк								
19		Литий								
20	Содержание, мг/кг	Бора								
21		Йода								
22		Брома								
23		Сероводорода								
24		Оксида кремния								
25	Содержание ионов, г/дм³	Cl ⁻	14	14	33,5-99,3	77,0	4	4	65,3-78,1	71,8

продолжение таблицы 2.3.13

1	2		3	4	5	6	7	8	9	10
26		SO ₄ ²⁻	14	14	0,224-0,724	0,448	4	4	0,011-0,29	0,115
27		HCO ₃ ⁻	14	14	0,098-0,234	0,158	4	4	0,085-0,220	0,159
28		Ca ²⁺	14	14	3,5-11,2	8,4	4	4	7,6-9,4	8,6
29		Mg ²⁺	14	14	1,3-2,9	2,0	4	4	1,7-2,2	2,0
30		Na ⁺ K ⁺	14	14	15,3-48,8	37,0	4	4	30,6-36,1	33,0
Горизонт VI, блок I										
1	Газосодержание, м³/м³		1	1	-	0,414				
2	Объемный коэффициент, доли ед.									
3	Плотность, кг/м³		14	14	1033,0-1095,0	1078	2	2	1098-1099	1098,5
4	Вязкость, мПа·с						2	2	0,48-0,49	0,48
5	Общая минерализация, г/дм³		14	14	54,0-161,0	125	2	2	139,0-142,5	140,8
6	Водородный показатель (рН)						2	2	5,5-5,6	5,55
7	Общее содержание железа, мг/дм³									
8	Общая жесткость, мг-экв/дм³ (°Ж)		1	1	717	717	2	2	760,0-780,0	770,0
9	Тип воды		1	1	Cl-Ca	Cl-Ca	2	2	Cl-Ca	Cl-Ca
10	Примеси, мг/дм³									
11	Содержание металловмг/дм³	Барий					2	2	226,0-258,0	242,0
12		Стронций					2	2	370,0-377,0	374,0
13		Марганец								
14		Кобальт								
15		Медь								
16		Никель								
17		Алюминий								
18		Цинк								
19		Литий								
20	Содержание, мг/кг	Бора								
21		Йода								
22		Брома								
23		Сероводорода								
24		Оксида кремния								
25	Содержание ионов, г/дм³	Cl ⁻	1	1	84,8	84,8	2	2	86,4-88,5	87,4
26		SO ₄ ²⁻	1	1	0,365	0,365	2	2	0,014-0,013	0,0135

продолжение таблицы 2.3.13

1	2		3	4	5	6	7	8	9	10
27		HCO ₃ ⁻	1	1	0,152	0,152	2	2	0,146-0,171	0,159
28		Ca ²⁺	1	1	10,2	10,2	2	2	12,0-12,4	12,2
29		Mg ²⁺	1	1	2,5	2,5	2	2	1,95-1,95	1,95
30		Na ⁺ K ⁺	1	1	38,7	38,7	2	2	38,6-39,5	39,1
Горизонт IXБ, блок I										
1	Газосодержание, м ³ /м ³		1	1	-	1,002				
2	Объемный коэффициент, доли ед.									
3	Плотность, кг/м ³		10	10	1009,0-1098,0	1065	4	4	1059-1109	1064
4	Вязкость, мПа·с						2	2	0,42	0,42
5	Общая минерализация, г/дм ³		10	10	15,0-158,0	95	4	4	81,5-85	83,2
6	Водородный показатель (рН)						4	4	5,2-7,0	6,1
7	Общее содержание железа, мг/дм ³									
8	Общая жесткость, мг-экв/дм ³ (°Ж)		10	10	80-720	467	4	4	360,0-780,0	452,5
9	Тип воды		10	10	Cl-Ca	Cl-Ca	4	4	Cl-Ca	Cl-Ca
10	Примеси, мг/дм ³									
11	Содержание металлов мг/дм ³	Барий					3	3	0	0
12		Стронций					2	2	26,0-185,0	105,5
13		Марганец								
14		Кобальт								
15		Медь								
16		Никель								
17		Алюминий								
18		Цинк								
19		Литий								
20	Содержание, мг/кг	Бора								
21		Йода								
22		Брома								
23		Сероводорода								
24		Оксида кремния								
25	Содержание ионов, г/дм ³	Cl ⁻	10	10	8,9-97,5	58,9	4	4	22,7-99,3	56,1
26		SO ₄ ²⁻	10	10	0,327-0,672	0,383	4	4	0,27-1,2	0,67

продолжение таблицы 2.3.13

1	2		3	4	5	6	7	8	9	10
27		HCO ₃ ⁻	10	10	0,049-0,342	0,166	4	4	0,21-0,44	0,34
28		Ca ²⁺	10	10	0,880-11,2	6,7	4	4	2,0-12,0	6,5
29		Mg ²⁺	10	10	0,4-2,9	1,6	4	4	0,7-2,2	1,6
30		Na ⁺ K ⁺	10	10	4,2-47,7	27,7	4	4	11,7-46,7	26,4
Горизонт ХА, блок I										
1	Газосодержание, м ³ /м ³		3	3	0,551-0,682	0,594				
2	Объемный коэффициент, доли ед.									
3	Плотность, кг/м ³		6	6	1068,0-1105,0	1085	5	5	1047-1111	1081
4	Вязкость, мПа·с									
5	Общая минерализация, г/дм ³		6	6	107,0-170,0	133	5	5	65,6-154,3	121,9
6	Водородный показатель (рН)						5	5	5,6-6,9	6,4
7	Общее содержание железа, мг/дм ³									
8	Общая жесткость, мг-экв/дм ³ (°Ж)		6	6	507-780	622	5	5	297,5-890,0	647,5
9	Тип воды		6	6	Cl-Ca	Cl-Ca	5	5	Cl-Ca	Cl-Ca
10	Примеси, мг/дм ³									
11	Содержание металлов мг/дм ³	Барий					2	2	0-364,5	182,3
12		Стронций								
13		Марганец								
14		Кобальт								
15		Медь								
16		Никель								
17		Алюминий								
18		Цинк								
19		Литий								
20	Содержание, мг/кг	Бора								
21		Йода								
22		Брома								
23		Сероводорода								
24		Оксида кремния								
25	Содержание ионов, г/дм ³		6	6	66,0-105,0	81,9	5	5	40,1-96,2	75,2
26			6	6	0,288-0,504	0,397	5	5	0-0,488	0,173

продолжение таблицы 2.3.13

1	2		3	4	5	6	7	8	9	10
27		HCO ₃ ⁻	6	6	0,159-0,256	0,192	5	5	0,180-0,342	0,239
28		Ca ²⁺	6	6	7,4-11,8	9,0	5	5	4,6-12,4	9,7
29		Mg ²⁺	6	6	1,5-2,5	2,1	5	5	1,1-3,3	2,0
30		Na ⁺ K ⁺	6	6	31,0-50,5	39,1	5	5	19,5-42,5	34,0
Горизонт XI, блок I										
1	Газосодержание, м ³ /м ³									
2	Объемный коэффициент, доли ед.									
3	Плотность, кг/м ³		3	3	1041,0-1101,0	1077	1	1	1111	1111
4	Вязкость, мПа·с						1	1	0,5	0,5
5	Общая минерализация, г/дм ³		3	3	62,0-151,0	113	1	1	154,5	154,5
6	Водородный показатель (рН)						1	1	6,5	6,5
7	Общее содержание железа, мг/дм ³									
8	Общая жесткость, мг-экв/дм ³ (°Ж)		3	3	334-718	559	1	1	860,0	860,0
9	Тип воды		3	3	Cl-Ca	Cl-Ca	1	1	Cl-Ca	Cl-Ca
10	Примеси, мг/дм ³									
11	Содержание металлов мг/дм ³	Барий					1	1	122,0	122,0
12		Стронций								
13		Марганец								
14		Кобальт								
15		Медь								
16		Никель								
17		Алюминий								
18		Цинк								
19		Литий								
20	Содержание, мг/кг	Бора								
21		Йода								
22		Брома								
23		Сероводорода								
24		Оксида кремния								
25	Содержание ионов, г/дм ³		3	3	38,4-93,3	70,0	1	1	96,2	96,2
26			3	3	0,271-0,516	0,372	1	1	0	0

продолжение таблицы 2.3.13

1	2		3	4	5	6	7	8	9	10
27		HCO ₃ ⁻	3	3	0,128-0,224	0,182	1	1	0,244	0,244
28		Ca ²⁺	3	3	4,7-10,9	7,9	1	1	12,4	12,4
29		Mg ²⁺	3	3	1,2-2,78	2,0	1	1	2,9	2,9
30		Na ⁺ K ⁺	3	3	17,5-44,2	32,8	1	1	42,7	42,7
Горизонт III, блок II										
1	Газосодержание, м³/м³	1	1	-	0,937					
2	Объемный коэффициент, доли ед.									
3	Плотность, кг/м³	2	2	1015,0-1033,0	1024	3	3	1081-1089	1086,0	
4	Вязкость, мПа·с					2	2	0,46	0,46	
5	Общая минерализация, г/дм³	2	2	28,0-54,0	41	3	3	115,9-125,4	121,3	
6	Водородный показатель (рН)					3	3	5,2-6,8	5,8	
7	Общее содержание железа, мг/дм³									
8	Общая жесткость, мг-экв/дм³ (°Ж)	2	2	104-290	197	3	3	590,0-700,0	650,0	
9	Тип воды	2	2	Cl-Ca	Cl-Ca	3	3	Cl-Ca	Cl-Ca	
10	Примеси, мг/дм³									
11	Содержание металлов мг/дм³	Барий					2	2	108,0-117,0	113,0
12		Стронций					2	2	362,0-346,0	354,0
13		Марганец								
14		Кобальт								
15		Медь								
16		Никель								
17		Алюминий								
18		Цинк								
19		Литий								
20	Содержание, мг/кг	Бора								
21		Йода								
22		Брома								

продолжение таблицы 2.3.13

1	2		3	4	5	6	7	8	9	10
23		Сероводорода								
24		Оксида кремния								
25	Содержание ионов, г/дм³	Cl ⁻	2	2	17,1-33,5	25,3	3	3	72,0-78,0	75,5
26		SO ₄ ²⁻	2	2	0,407-0,429	0,418	3	3	0	0
27		HCO ₃ ⁻	2	2	0,138-0,234	0,186	3	3	0,098-0,122	0,108
28		Ca ²⁺	2	2	1,2-3,5	2,4	3	3	8,6-10,0	9,4
29		Mg ²⁺	2	2	0,5-1,4	0,9	3	3	1,9-2,4	2,2
30		Na ⁺ K ⁺	2	2	9,0-15,3	12,1	3	3	33,2-35,4	34,1
Горизонт IXБ, блок II										
1	Газосодержание, м³/м³									
2	Объемный коэффициент, доли ед.									
3	Плотность, кг/м³					1	1	1062,0	1062,0	
4	Вязкость, мПа·с									
5	Общая минерализация, г/дм³					1	1	86,1	86,1	
6	Водородный показатель (рН)					1	1	6,9	6,9	
7	Общее содержание железа, мг/дм³									
8	Общая жесткость, мг-экв/дм³ (°Ж)					1	1	405,0	405,0	
9	Тип воды					1	1			
10	Примеси, мг/дм³									
11	Содержание металлов мг/дм³	Барий								
12		Стронций								
13		Марганец								
14		Кобальт								
15		Медь								
16		Никель								
17		Алюминий								
18		Цинк								

Продолжение таблицы 2.3.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19		Литий							
20	Содержание, мг/кг	Бора							
21		Йода							
22		Брома							
23		Сероводорода							
24		Оксида кремния							
25	Содержание ионов, г/дм ³	Cl ⁻				1	1	52,9	52,9
26		SO ₄ ²⁻				1	1	0,464	0,464
27		HCO ₃ ⁻				1	1	0,173	0,173
28		Ca ²⁺				1	1	6,0	6,0
29		Mg ²⁺				1	1	1,3	1,3
30		Na ⁺ K ⁺				1	1	25,3	25,3

2.4 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов

Всего по месторождению по состоянию на 01.01.2024 г. отбор керн осуществлен из 46 скважин, отобрано 5459,3м. керн, вынос керн от проходки составил в среднем 47%, исследовано 1251 образцов.

После предыдущего Подсчета запасов 2009 года информация по керновым данным была пополнена исследованиями, которые были выполнены на ранее отобранном керне по скважинам №№30, 40, 94 и 95 в 2016 года в ЦНЛИ АО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», включающее стандартные и специальные исследования керн, включающие определение минералогической плотности, пористости и проницаемости по газу, изучения пустотного пространства методом компьютерной томографии, удельного электрического сопротивления, капилляриметрии, фазовых проницаемостей по нефти и воде, коэффициента вытеснения нефти водой в нестационарном режиме фильтрации при пластовых условиях, ртутной порометрией.

Также в 2021 году отобран керн по оценочным скважинам №№258 и 471 и проведен полный комплекс стандартных и специальных исследований керн. Из полученного керн подготовлено и проанализировано 288 образцов пород.

Таблица 2.4.1- Объем выполненных исследований

Вид исследования	Ед. изм	2016 г.	2021 г.	
		№№ 30, 40, 94, 95	№258	№471
Прием керн: выгрузка, выем из труб, очистка, монтаж и маркировка керн	метр	292,33	79,7	50,0
Спектральное гамма-сканирование керн, включая суммарную гамма-активность, К, Th, U	метр	292,33	79,7	50,0
Фотографирование распиленного керн в дневном и ультрафиолетовом свете	метр	292,33	79,7	50,0
Определение минералогической плотности	образец	100	183	105
Определение открытой пористости в атмосферных условиях	образец	100	183	105
Определение проницаемости в атмосферных условиях	образец	100	183	105
Определение карбонатности	образец	-	64	54
Определение фракционного состава	образец	-	64	54
Литологическое описание образцов	образец	100	183	105
Определение удельного электрического сопротивления	образец	60	18	12
Определение фазовых проницаемостей	образец	10	7	3

Стандартный комплекс исследований включают определение минералогической плотности, открытой пористости и проницаемости по газу, карбонатности и гранулометрического состава, специальные исследования включают по определению остаточной водо- и нефтенасыщенности, измерению удельного электрического



сопротивления, фильтрационные исследования по определению фазовой проницаемости по нефти и воде.

Для оценки фильтрационных свойств различных пород выполнены фильтрационные исследования по определению фазовой проницаемости по нефти и воде – для 20 образцов.

Перед началом проведения экспериментов образцы, предназначенные для фильтрационных исследований, насыщались в вакуумном сатураторе моделью пластовой воды (МПВ). Насыщенные МПВ образцы помещались в рентгенопрозрачный кернодержатель, где создавалось пластовое давление равное 20 МПа. Испытания проводились при температуре 80 °С. На первом этапе определялась фазовая проницаемость по воде при 100% насыщенности МПВ. Затем, не извлекая образцы из кернодержателя, при пластовых условиях с использованием модели пластовой нефти была вытеснена вода, рассчитана проницаемости по нефти при остаточной воде.

Результаты определения проницаемости по воде и нефти при остаточной водонасыщенности представлены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2- Результаты определения фазовых проницаемостей по воде и нефти

Скважина	№ образца	Глубина отбора образца, м	Горизонт	Открытая пористость, д.ед.	Проницаемость для газа, $\times 10^{-3}$ мкм ²	Проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности, $\times 10^{-3}$ мкм ²	Проницаемость по воде при остаточной нефтеводонасыщенности, $\times 10^{-3}$ мкм ²
1	2	3	4	5	6	7	8
30	16	1908,82	Ю-VIB	0,204	29,3	18,991	9,636
30	32	2121,10	Ю-IX, X	0,187	8,88	5,174	3,11
30	33	2121,17	Ю- IX, X	0,190	13,6	9,879	4,91
40	11	1767,13	Ю-IVA	0,199	30,9	19,96	10,98
40	13	1768,53	Ю-IVA	0,210	86	59,27	31,04
94	18	1741,74	Ю-IVA	0,177	10,8	6,88	3,928
94	23	1744,23	Ю-IVA	0,213	84,7	65,95	45,325
95	1	1687,12	Ю-ШБ	0,239	137,1	101,52	32,32
95	5	1689,05	Ю-ШБ	0,220	42,7	31,25	16,54
95	10	1698,22	Ю-ШБ	0,190	57,9	45,64	32,51
258	3	1740,11	Ю-IV	0,260	647	26.227	647
258	73	2016,84	Ю- IX	0,189	9,36	18.949	9,36
258	94	2157,75	Ю-X	0,212	302,9	21.262	302,9
258	102	2187,11	Ю-XI	0,189	141	18.929	141
258	109	2190,08	Ю- XI	0,168	36,7	16.85	36,7
258	111	2190,90	Ю- XI	0,137	2,19	13.68	2,19
258	25ds	2024,54	Ю- IX	0,211	79,9	21.15	79,9
471	24	1762,58	Ю-IV	0,241	97,5	24.12	97,5
471	55	1898,51	Ю-VI	0,239	917,5	23.99	917,5
471	103	2026,89	Ю- IX	0,207	227,5	20.71	227,5



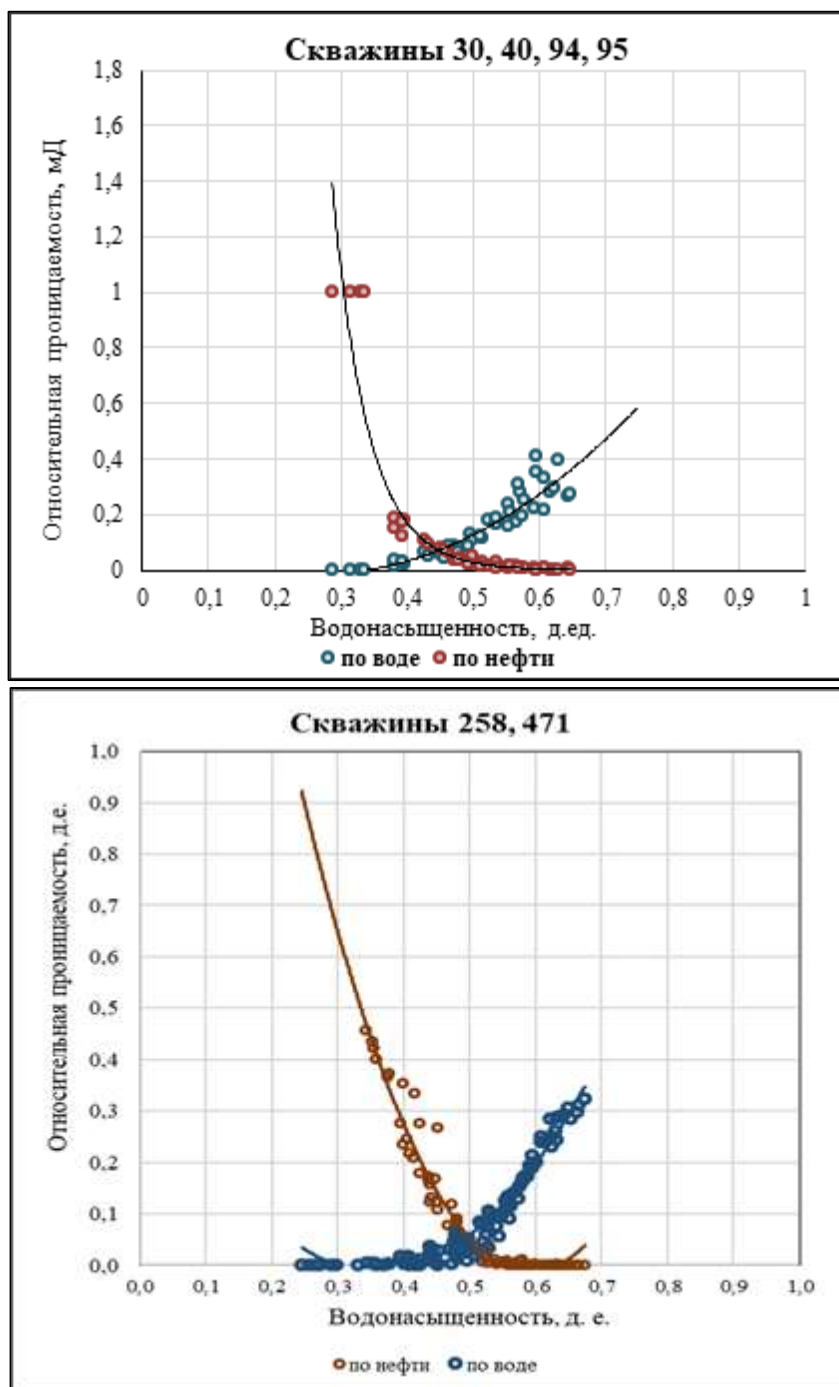


Рисунок 2.4.1- Зависимость фазовых проницаемостей от водонасыщенности

Для выполнения фильтрационных исследований использованы образцы с пористостью от 13,7 до 24,1%; диапазон изменения проницаемости составил от 8,8 до 917,5 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. По результатам исследований 2016 и 2021 года построены зависимости фазовых проницаемостей от водонасыщенности (рисунок 2.4.1).

Характеристики вытеснения нефти рабочим агентом с расчетом коэффициентов вытеснения, а также результаты определений относительных фазовых проницаемостей представлены в таблице 2.4.3. Полученные по средним значениям коэффициенты



вытеснения варьирует от 38 до 52 % при остаточной водонасыщенности 0,285-0,42 д.ед. для образцов с проницаемостью 79,23-503,15 мД.

На дату проектирования фильтрационные исследования выполнены по горизонтам Ю-III, Ю-IV, Ю-VI, Ю-IX, Ю-X и Ю-XI по 1-3 экспериментам, оценить изменения полученных физико-гидродинамических параметров по сравнению с полученными при проектировании затруднительно, так как в целом анализов мало, исследованы горизонты Ю-III, Ю-X по одному эксперименту.



Таблица 2.4.3- Характеристики вытеснения нефти рабочим агентом

Зоны пласта	Блок	№ скважины	Наименование величин	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефть (газо)-насыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Температура эксперимента	Коэффициент вытеснения, д.ед.	Значения относительных проницаемостей, д.ед.	
										для рабоч агента при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанной водой
Ю- ПБ	II	30	Количество определений, шт.	1	1	1	1	79-80°C	1	1	1
			Среднее значение	88,8	0,33	0,67	0,405		0,395	59,27	20,94
			Интервал изменения	-	-	-	-		-	-	-
Ю- ПББ	II	95	Количество определений, шт.	3	3	3	3	79-80°C	3	3	3
			Среднее значение	114,83	0,329	0,671	0,388		0,404	33,816	79,803
			Интервал изменения	57,9-149,5	0,308-0,363	0,637-0,692	0,373-0,405		0,316-0,454	32,32-36,615	45,64-101,52
Ю- IV	I	258, 471	Количество определений, шт.	2	2	2	2	80°C	2	2	2
			Среднее значение	372,3	0,277	0,723	0,352		0,513	46,485	150,675
			Интервал изменения	97,5-647,0	0,257-0,297	0,703-0,743	0,335-0,368		0,476-0,550	6,29-86,68	21,9-279,45
Ю- IVA	II	40, 94	Количество определений, шт.	4	4	4	4	79-80°C	4	6	6
			Среднее значение	79,65	0,361	0,639	0,401		0,371	23,514	53,650
			Интервал изменения	30,9-154,8	0,335-0,387	0,613-0,665	0,378-0,421		0,313-0,429	8,219-45,325	19,96-108,68
Ю- VI	I	471	Количество определений, шт.	1	1	1	1	80°C	1	1	1
			Среднее значение	917,5	0,245	0,755	0,326		0,569	5,19	18,991
			Интервал изменения	-	-	-	-		-	-	-
Ю- VIБ	II	30	Количество определений, шт.	2	2	2	1	79-80°C	1	1	1
			Среднее значение	129,05	0,344	0,657	0,392		0,393	64,778	209,69
			Интервал изменения	29,3-228,8	0,285-0,402	0,598-0,715	0,354-0,429		0,282-0,504	5,19-145,07	18,991-447,29
Ю- IX	I	258, 471	Количество определений, шт.	3	3	3	3	80°C	3	3	3
			Среднее значение	105,587	0,324	0,676	0,381		0,433	6,73	23,32
			Интервал изменения	9,36-227,5	0,273-0,370	0,630-0,727	0,358-0,406		0,356-0,508	0,63-14,54	2,93-49,45
Ю- X	I	258	Количество определений, шт.	1	1	1	1	80°C	1	1	1
			Среднее значение	302,9	0,267	0,733	0,351		0,521	20,73	67,8
			Интервал изменения	-	-	-	-		-	-	-
Ю- XI	I	258	Количество определений, шт.	3	3	3	3	80°C	3	3	3
			Среднее значение	141,0	0,352	0,648	0,390		0,392	13,56	16,17
			Интервал изменения	2,19-179,89	0,289-0,408	0,59-0,71	0,364-0,414		0,30-0,49	0,09-10,5	0,52-48,52

2.5 Запасы нефти и газа

В настоящей работе приведены запасы нефти, растворенного и свободного газа подсчитанные в 2023 году и утвержденные ГКЗ РК 20 декабря 2023 года (Протокол № 2630-23-У) [31].

Запасы нефти и газа представлены в таблицах 2.5.1 и 2.5.2

Геологические запасы нефти подсчитывались объемным методом.

Геологические запасы газа, растворенного в нефти, определялись путем умножения геологических запасов нефти на газосодержание пластовой нефти.

Степень изученности залежей на месторождении позволяет оценить запасы по трем категориям В, С₁ и С₂.

Запасы нефти по промышленной категории В+С₁ составляют 97,2% от запасов в целом по месторождению.

Начальные геологические/извлекаемые запасы УВС по категориям в пределах контрактной территории АО «Мангистаумунайгаз», составили:

- по категории В+С₁ запасы нефти: 51210/15198 тыс. т;
- по категории С₂ запасы нефти: 1619/450 тыс. т;
- по категории В+С₁ запасы растворенного газа: 4740/1408 млн. м³;
- по категории С₂ запасы растворенного газа: 150,9/42,3 млн. м³.
- по категории С₁ запасы газа газовых шапок: 1022/912 млн. м³;
- по категории С₂ запасы газа газовых шапок: 0,4/0 млн. м³.
- по категории С₁ запасы свободного газа: 204/192 млн. м³;
- по категории С₂ запасы свободного газа: 64/60 млн. м³.



Таблица 2.5.1- Подсчетные параметры и подсчет начальных запасов нефти и растворенного газа

Горизонт, залежь	Блок	Зона	Категория запасов	Площадь нефте - носности, тыс. м²	Средневзве - шенная нефтенасы - щенная толщина, м	Эффек - тивный объем продук - тивных пород тыс. м³	Коэффи - циент порис - тости, доли ед.	Коэффи - циент нефтена - сыщен - ности, доли ед.	Плотность нефти, г/см³	Перес - четный коэффи - циент, доли ед.	Газосо - держание, м3/т	Геологические запасы		КИН, доли ед.	Извлекаемые запасы	
												нефти, тыс.т.	Раство - ренного газа, млн. м³		нефти, тыс.т.	Раство - ренного газа, млн.м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
в пределах контрактной территории АО «ММГ»																
Ю-ПА	I	Н	C1	4017	3.2	12750	0.22	0.62	0.868	0.823	103.5	1242	129	0.398	494	51
		НВ	C1	2382	2.9	6964	0.22	0.59	0.868	0.823	103.5	646	67	0.305	197	20
Итого			C1	6399		19714						1888	196		691	71
за пределами контрактной территории АО «ММГ»																
Ю-ПА	I	Н	C1	66	0.3	18	0.22	0.50	0.868	0.823	103.5	1	0	0.398	0	0
		НВ	C1	36	0.7	24	0.21	0.44	0.868	0.823	103.5	2	0	0.305	1	0
Итого			C1	102		42						3	0		1	0
Всего по Ю-ПА			C1	6501		19756						1891	196		692	71
в пределах контрактной территории АО «ММГ»																
Ю-ПА1	II	Н	C2	630	1.4	882	0.25	0.65	0.868	0.823	103.5	102	11	0.299	30	3
		НВ	C2	67	0.6	37	0.22	0.63	0.868	0.823	103.5	4	0.4	0.229	1	0
Итого			C2	697		919						106	11.4		31	3
Ю-ПБ	I	Н	C1	295	6.4	1876	0.21	0.59	0.868	0.823	103.5	166	17	0.458	76	8
		НВ	C1	945	2.8	2672	0.21	0.56	0.868	0.823	103.5	224	23	0.223	50	5
Итого			C1	1240		4548						390	40		126	13
Ю-ПА	I	Н	C1	3256	2.2	7075	0.19	0.60	0.873	0.820	101.2	577	58	0.331	191	19
		НВ	C1	886	1.7	1526	0.19	0.56	0.873	0.820	101.2	116	12	0.069	8	1
	II	Н	C1	1494	1.2	1805	0.18	0.59	0.873	0.820	101.2	137	14	0.051	7	1
		НВ	C1	288	0.5	144	0.17	0.44	0.873	0.820	101.2	8	1	0.048	0	0
Итого			C1	5924		10550						838	85		206	21
Ю-ПБ	I	НВ	C1	2668	4.6	12255	0.20	0.56	0.873	0.820	101.2	983	99	0.201	198	20
	II	Н	C1	4536	6.5	29637	0.19	0.60	0.873	0.820	101.2	2419	245	0.276	668	68
		НВ	C1	918	2.6	2430	0.20	0.54	0.873	0.820	101.2	188	19	0.212	40	4
Итого			C1	8122		44322						3590	363		906	92
Ю-IVБ	I	ГН	В	3795	3.4	12827	0.19	0.56	0.875	0.822	98.9	982	97	0.354	348	34
		ГНВ	В	1208	5	5992	0.19	0.54	0.875	0.822	98.9	442	44	0.394	174	17
		Н	В	797	3.2	2552	0.19	0.55	0.875	0.822	98.9	192	19	0.453	87	9
		НВ	В	2574	2.7	7031	0.19	0.54	0.875	0.822	98.9	519	51	0.335	174	17
	II	ГНВ	C1	1205	7.9	9515	0.19	0.57	0.875	0.822	98.9	741	73	0.267	198	20
		НВ	C1	4351	4.3	18599	0.19	0.53	0.875	0.822	98.9	1347	133	0.220	296	29
Итого			В	8374		28402						2135	211		783	77
			C1	5556		28114						2088	206		494	49
			В+С1	13930		56516						4223	417		1277	126



Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
за пределами контрактной территории АО «ММГ»																
Ю-IVБ	I	H	B	8	2.6	21	0.19	0.50	0.875	0.822	98.9	1	0	0.453	0	0
		HB	B	83	2.0	167	0.18	0.50	0.875	0.822	98.9	11	1	0.335	4	0
Итого			B	91		188						12	1		4	0
Всего по Ю-IVБ			B	8465		28590						2147	212		787	77
			C1	5556		28114						2088	206		494	49
			B+C1	14021		56704						4235	418		1281	126
в пределах контрактной территории АО «ММГ»																
Ю-IVB	I	H	B	693	10.5	7282	0.20	0.58	0.875	0.822	98.9	608	60	0.485	295	29
		HB	B	5288	5.6	29405	0.20	0.56	0.875	0.822	98.9	2369	234	0.235	557	55
		H	C1	167	9.4	1565	0.20	0.57	0.875	0.822	98.9	128	13	0.388	50	5
		HB	C1	776	5.5	4246	0.19	0.54	0.875	0.822	98.9	313	31	0.164	51	5
Итого			B	5981		36687						2977	294		852	84
			C1	943		5811						441	44		101	10
			B+C1	6924		42498						3418	338		953	94
за пределами контрактной территории АО «ММГ»																
Ю-IVB	I	HB	C1	69	1.7	118	0.19	0.50	0.875	0.822	98.9	8	1	0.164	1	0
Итого			C1	69		118						8	1		1	0
Всего по Ю-IVB			B	5981		36687						2977	294		852	84
			C1	1012		5929						449	45		102	10
			B+C1	6993		42616						3426	339		954	94
в пределах контрактной территории АО «ММГ»																
Ю-VA	I	H	C1	1563	3.8	5919	0.20	0.57	0.889	0.830	82.4	498	41	0.082	41	3
		HB	C1	834	1.8	1466	0.21	0.55	0.889	0.830	82.4	125	10	0.040	5	0.4
		H	C2	861	2.4	2084	0.20	0.58	0.889	0.830	82.4	178	15	0.062	11	1
		HB	C2	234	1.1	262	0.19	0.53	0.889	0.830	82.4	19	2	0.030	1	0
Итого			C1	2397		7385						623	51		46	3.4
			C2	1095		2346						197	17		12	1
за пределами контрактной территории АО «ММГ»																
Ю-VA	I	HB	C2	32	0.8	24	0.21	0.44	0.889	0.83	82.4	2	0	0.030	0	0
Итого			C2	32		24						2	0		0	0
Всего по Ю-VA			C1	2397		7385						623	51		46	3.4
			C2	1127		2370						199	17		12	1
в пределах контрактной территории АО «ММГ»																
Ю-VIA	I	H	C1	1021	2.9	2978	0.18	0.55	0.857	0.830	82.4	210	17	0.343	72	6
		HB	C1	528	1.3	662	0.19	0.53	0.857	0.830	82.4	47	4	0.275	13	1
Итого			C1	1549		3640					257	21		85	7	
Ю-VIB	I	HB	C1	5684	5.4	30634	0.19	0.57	0.857	0.830	82.4	2360	194	0.322	760	63
Итого			C1	5684		30634						2360	194		760	63
Ю-VIБ1	I	ГН	C2	90	0.7	67	0.18	0.67	0.874	0.842	78.4	6	0.5	0.170	1	0
		H	C2	853	1.6	1356	0.18	0.57	0.874	0.842	78.4	102	8	0.264	27	2
		HB	C2	225	0.6	126	0.18	0.48	0.874	0.842	78.4	8	1	0.170	1	0
Итого			C2	1168		1549						116	9.5		29	2



Продолжение таблицы 2.5.1																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю-VIIБ2	I	H	C1	293	2.6	761	0.18	0.54	0.874	0.842	78.4	54	4	0.352	19	1
		HB	C1	682	1.9	1264	0.17	0.53	0.874	0.842	78.4	84	7	0.226	19	1
		H	C2	270	3.9	1048	0.18	0.56	0.874	0.842	78.4	78	6	0.264	21	2
		HB	C2	330	2.0	671	0.18	0.53	0.874	0.842	78.4	47	4	0.170	8	1
Итого			C1	975		2025						138	11		38	2
			C2	600		1719						125	10		29	3
Ю-VIIIA	I	ГH	C1	967	2.7	2586	0.17	0.56	0.873	0.810	97.3	174	17	0.218	38	4
		H	C1	315	2.4	751	0.18	0.56	0.873	0.810	97.3	54	5	0.463	25	2
		HB	C1	1234	2.8	3418	0.17	0.55	0.873	0.810	97.3	226	22	0.279	63	6
		ГH	C2	257	1.2	321	0.17	0.58	0.873	0.810	97.3	22	2	0.164	4	0
		H	C2	1358	2.5	3363	0.17	0.57	0.873	0.810	97.3	230	22	0.347	80	8
		HB	C2	828	2.7	2257	0.18	0.55	0.873	0.810	97.3	158	15	0.209	33	3
Итого			C1	2516		6755						454	44		126	12
			C2	2443		5941						410	39		117	11
Ю-IXA	I	ГH	B	4046	2.9	11836	0.18	0.63	0.854	0.810	97.3	928	90	0.289	268	26
		H	B	2954	4	11734	0.18	0.61	0.854	0.810	97.3	891	87	0.470	419	41
		HB	C1	3043	2.3	6956	0.18	0.58	0.854	0.810	97.3	502	49	0.301	151	15
	II	H	C2	4316	2.1	9005	0.18	0.58	0.854	0.810	97.3	650	63	0.353	229	22
		HB	C2	618	0.4	237	0.17	0.53	0.854	0.810	97.3	15	1	0.226	3	0.3
Итого			B	7000		23570						1819	177		687	67
			C1	3043		6956						502	49		151	15
			B+C1	10043		30526						2321	226		838	82
			C2	4934		9242						665	64		232	22.3
Ю-IXБ1	I	ГH	B	1438	16	22958	0.18	0.65	0.854	0.810	97.3	1858	181	0.144	268	26
		H	B	6657	7.5	49619	0.18	0.62	0.854	0.810	97.3	3830	373	0.402	1540	150
		HB	C1	3126	3.9	12084	0.18	0.58	0.854	0.810	97.3	873	85	0.282	246	24
	II	H	B	4105	3.5	14484	0.17	0.63	0.854	0.810	97.3	1073	104	0.551	591	58
		H	C1	1784	4.2	7489	0.18	0.62	0.854	0.810	97.3	578	56	0.528	305	30
		HB	C1	1023	1.3	1313	0.17	0.55	0.854	0.810	97.3	85	8	0.329	28	3
Итого			B	12200		87061						6761	658		2399	234
			C1	5933		20886						1536	149		579	57
			B+C1	18133		107947						8297	807		2978	291
Ю-IXБ2	I	H	B	3563	10.6	37630	0.18	0.59	0.854	0.810	97.3	2764	269	0.312	862	84
		H	C1	2357	5.3	12435	0.18	0.58	0.854	0.810	97.3	898	87	0.310	278	27
		HB	B	733	9.9	7240	0.17	0.56	0.854	0.810	97.3	477	46	0.233	111	11
		HB	C1	2809	4	11168	0.17	0.53	0.854	0.810	97.3	696	68	0.200	139	14
	II	H	B	3922	6.4	25213	0.17	0.6	0.854	0.810	97.3	1779	173	0.298	530	52
		H	C1	1526	6.4	9767	0.17	0.58	0.854	0.810	97.3	666	65	0.266	177	17
		HB	C1	3380	5.1	17222	0.17	0.55	0.854	0.810	97.3	1114	108	0.159	177	17
Итого			B	8218		70083						5020	488		1503	147
			C1	10072		50592						3374	328		771	75
			B+C1	18290		120675						8394	816		2274	222
Ю-IXБ3	I	H	C1	1566	4.6	7211	0.17	0.58	0.854	0.810	97.3	492	48	0.063	31	3
		HB	C1	928	3.1	2911	0.17	0.57	0.854	0.810	97.3	195	19	0.015	3	0.3
	II	H	C1	1238	4.0	4953	0.17	0.54	0.854	0.810	97.3	315	31	0.400	126	12
		HB	C1	1251	2.0	2474	0.16	0.5	0.854	0.810	97.3	137	13	0.251	34	3



Продолжение таблицы 2.5.1																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю-IXБЗ	II р-н скв. 18, 20	Н	C1	906	8.8	8013	0.17	0.66	0.854	0.810	97.3	622	61	0.069	43	4
		НВ	C1	517	4.9	2516	0.17	0.63	0.854	0.810	97.3	186	18	0.156	29	3
Итого			C1	6406		28078						1947	190		266	25.3
Ю-ХА	I	Н	B	205	21.3	4359	0.18	0.56	0.866	0.844	79.8	321	26	0.358	115	9
		НВ	B	2939	15.1	44268	0.18	0.55	0.866	0.844	79.8	3203	256	0.287	919	73
		Н	C1	118	7.5	888	0.15	0.49	0.866	0.844	79.8	48	4	0.333	16	1
		НВ	C1	2770	4.8	13285	0.17	0.51	0.866	0.844	79.8	842	67	0.311	262	21
Итого			B	3144		48627						3524	282		1034	82
			C1	2888		14173						890	71		278	22
			B+C1	6032		62800						4414	353		1312	104
Ю-ХА'	I р-н скв. 95, 300	Н	C1	96	3.2	303	0.16	0.56	0.866	0.844	79.8	20	2	0.250	5	0.4
		НВ	C1	253	2.8	714	0.16	0.56	0.866	0.844	79.8	47	4	0.106	5	0.4
Итого			C1	349		1017						67	6		10	0.8
Ю-ХА1	I	Н	C1	404	6.0	2433	0.18	0.56	0.866	0.844	79.8	179	14	0.324	58	5
		НВ	C1	686	5.1	3520	0.19	0.54	0.866	0.844	79.8	264	21	0.220	58	5
	II	Н	B	374	11.8	4420	0.16	0.53	0.866	0.844	79.8	274	22	0.434	119	9
		НВ	B	2978	14.1	41931	0.16	0.52	0.866	0.844	79.8	2550	203	0.259	660	53
		Н	C1	179	4.8	858	0.16	0.54	0.866	0.844	79.8	54	4	0.463	25	2
		НВ	C1	1166	2.9	3387	0.16	0.48	0.866	0.844	79.8	190	15	0.224	43	3
Итого			B	3352		46351						2824	225		779	62
			C1	2435		10198						687	54		184	15
			B+C1	5787		56549						3511	279		963	77
Ю-ХБ1	I	Н	C1	2025	3.1	6182	0.16	0.54	0.866	0.844	79.8	390	31	0.469	183	15
		НВ	C1	724	2.1	1538	0.16	0.51	0.866	0.844	79.8	92	7	0.348	32	3
Итого			C1	2749		7720						482	38		215	18
Ю-ХБ2	I р-н скв. 54, 173, 258	Н	C1	816	2.3	1848	0.16	0.59	0.866	0.844	79.8	128	10	0.406	52	4
		НВ	C1	83	1.3	108	0.16	0.53	0.866	0.844	79.8	7	1	0.253	2	0.2
Итого			C1	899		1956						135	11		54	4.2
Ю-ХБЗ	I	Н	B	2259	5	11197	0.18	0.62	0.866	0.844	79.8	913	73	0.312	285	23
		НВ	B	1013	2.8	2787	0.17	0.58	0.866	0.844	79.8	201	16	0.249	50	4
	II	НВ	C1	977	5.2	5063	0.16	0.51	0.866	0.844	79.8	302	24	0.222	67	5
Итого			B	3272		13984						1114	89		335	27
			C1	977		5063						302	24		67	5
			B+C1	4249		19047						1416	113		402	32
Ю-ХI	I	НВ	B	2128	8.6	18382	0.17	0.58	0.850	0.829	69.3	1277	88	0.348	444	31
		НВ	C1	3384	3.2	10727	0.16	0.56	0.850	0.829	69.3	677	47	0.297	201	14
	II	НВ	C1	414	4.3	1798	0.15	0.49	0.850	0.829	69.3	93	6	0.295	27	2
Итого Ю-ХI			B	2128		18382						1277	88		444	31
			C1	3798		12525						770	53		228	16
			B+C1	5926		30907						2047	141		672	47



Продолжение таблицы 2.5.1																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Всего по месторождению	в пределах контрактной территории АО «ММГ»															
	B											27451	2512		8816	811
	C1											23759	2228		6382	596.7
	B+C1											51210	4740		15198	1407.7
	C2											1619	150.9		450	42.3
	за пределами контрактной территории АО «ММГ»															
	B											12	1		4	0
	C1											11	1		2	0
	B+C1											23	2		6	0
	C2											2	0		0	0
	в целом по месторождению															
	B											27463	2513		8820	811
	C1											23770	2229		6384	596.7
	B+C1											51233	4742		15204	1407.7
	C2											1621	150.9		450	42.3



Таблица 2.5.2-Подсчет запасов газа газовых шапок и свободного газа

Горизонт, залежь	Блок	Зона	Категория запасов	Площадь газоносности, тыс. м²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Эффективный объем продуктивных пород, тыс. м³	Коэффициент пористости, долиед.	Коэффициент газонасыщенности, доли ед.	Пластовое давление, МПа		Поправка на отклонение от з-на Бойля Мариотта		Температурная поправка	Коэфф. перевода техн.ед. давления в физич.	Начальные геологические запасы пластового газа млн. м³	КИГ д.ед.	Начальные извлекаемые запасы газа, млн. м³
									начальное	конечное	при начальн. давлении	при конечн. давлении					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Газ газовых шапок																	
Ю-IVБ	I	Г	C1	1354	5,6	7630	0,19	0,52	16,8	0,12	1,21	1	0,842	9,87	120	0,875	105
		ГН	C1	3795	6,3	23765	0,19	0,52	16,8	0,12	1,21	1	0,842	9,87	373	0,875	326
		ГНВ	C1	1208	3	3505	0,19	0,50	16,8	0,12	1,21	1	0,842	9,87	53	0,892	47
	II	ГНВ	C1	1205	2,8	3382	0,18	0,49	16,8	0,12	1,21	1	0,842	9,87	47	0,885	42
Итого			C1	7507		38282									593		520
Ю-VIБ1	I	Г	C1	38	1,5	57	0,19	0,53	19,1	0,12	1,24	1	0,825	9,87	1	0,849	1
		ГН	C1	65	0,5	32	0,19	0,52	19,1	0,12	1,24	1	0,825	9,87	1	0,849	1
		Г	C2	13	0,8	10	0,20	0,57	19,1	0,12	1,24	1	0,825	9,87	0,2	0,849	0
		ГН	C2	25	0,4	8	0,21	0,51	19,1	0,12	1,24	1	0,825	9,87	0,2	0,849	0
Итого			C1	103		89									2		2
			C2	34		18									0,4		0
Ю-VIIА	I	Г	C1	528	3,0	1676	0,18	0,54	18,7	0,12	1,17	1	0,821	9,87	27	0,867	23
		ГН	C1	1224	1,8	2080	0,17	0,52	18,7	0,12	1,17	1	0,821	9,87	31	0,898	28
Итого			C1	1699		3756									58		51
Ю-IXА	I	Г	C1	1202	5,7	6561	0,17	0,58	20,2	0,12	1,11	1	0,818	9,87	111	0,912	101
		ГН	C1	4046	2,5	9713	0,17	0,57	20,2	0,12	1,11	1	0,818	9,87	161	0,914	147
Итого			C1	5248		16274									272		248
Ю-IXБ1	I	ГН	C1	1438	3,9	5741	0,17	0,57	20,6	0,12	1,11	1	0,818	9,87	97	0,933	91
Итого			C1	1438		5741									97		91
Всего по месторождению			C1												1022		912
			C2												0,4		0,0



Продолжение таблицы 2.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Свободный газ																	
Ю-VIIA	I	Г	C1	779	4,5	3661	0,19	0,48	19,1	0,12	1,24	1	0,825	9,87	61	0,943	58
		ГВ	C1	826	2,1	1722	0,19	0,44	19,1	0,12	1,24	1	0,825	9,87	26	0,932	24
Итого			C1	1605		5383								87		82	
Ю-VIIБ4	I р-н скв. 221, 237	Г	C1	277	5,4	1369	0,19	0,51	18,7	0,12	1,17	1	0,821	9,87	22	0,943	21
		ГВ	C1	22	2,5	111	0,18	0,47	18,7	0,12	1,17	1	0,821	9,87	2	0,932	2
Итого			C1	299		1480									24		23
Ю-VIIБ	I р-н скв. 54, 7, 227	ГВ	C1	975	6,8	6665	0,18	0,47	18,4	0,12	1,18	1	0,821	9,87	93	0,932	87
		ГВ	C2	1255	2,6	2821	0,18	0,44	18,4	0,12	1,18	1	0,821	9,87	37	0,932	34
Итого			C1	975		6665									93		87
			C2	1255		2821										37	
Ю-VIIБ	I р-н скв. 69, 73	ГВ	C2	645	3,7	2202	0,17	0,44	18,4	0,12	1,18	1	0,821	9,87	27	0,967	26
Итого			C2	645		2202									27		26
Всего по месторождению			C1												204		192
			C2													64	



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

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

3.1.1 Начальные фильтрационные и продуктивные характеристики пластов

С целью обоснования начального пластового давления по месторождению Асар использованы данные замеров пластового давления, полученные при опробовании скважин и испытании в процессе бурения испытателями пластов, а также замеры давления при пробной эксплуатации (приведенные к условным отметкам середины залежи каждого объекта, принятые ранее в основных проектных документах). Значения пластовых давлений приведены к середине интервала испытания в абсолютных отметках ($P_{пл.о}$). По этим данным построены графики зависимости пластового давления от глубины в абсолютных отметках (Н), представленные на рисунках 3.1.1 и 3.1.2. Полученные зависимости описываются следующими уравнениями:

- по результатам опробования:

$$P_{пл.о} = 0,0106 \cdot H - 0,92, R^2 = 0,95;$$

- по результатам ИПТ:

$$P_{пл.о} = 0,0102 \cdot H + 0,31, R^2 = 0,82.$$

Исходя из полученных зависимостей, определены средние градиенты давления – 0,0106 МПа/м и 0,0102 МПа/м соответственно по данным опробования и ИПТ. Начальное пластовое давление ($P_{пл.о}$), полученное по результатам опробования скважин на соответствующих глубинах 1500 м и 2046 м, незначительно превышает $P_{пл.о}$, полученное по результатам испытаний ИПТ. Это можно отнести к погрешности расчетного определения пластового давления при опробовании. Как видно из рисунков 3.1.1. и 3.1.2 пластовые давления по результатам опробования на уровне гидростатических, по результатам ИПТ превышают гидростатические давления. Пластовые давления по результатам опробования на уровне гидростатических, по результатам ИПТ превышают гидростатические давления.

На основании замеров пластовых температур, выполненных в процессе опробования, получена зависимость начальной температуры от глубины (рисунок 3.3.3):

$$T_{пл.о} = 0,035 \cdot H + 15,255, R^2 = 0,7085.$$

Пластовая температура изменяется в пределах 72-94 °С и, в среднем, составляет 99°С. Градиент температуры в среднем составляет 3,5 °С на 100 м. Геотермическая ступень равна 0,035 м/1°С.

Согласно полученным зависимостям начальные пластовые давления и температуры на глубине приведения для каждого объекта представлены в таблице 3.1.1



В период разведочных работ в большинстве случаев были исследованы продуктивные интервалы с фонтанным притоком нефти в процессе работы скважин на 1-4-х режимах, при диаметрах штуцера (шайбы) от 5 до 14 мм, с продолжительностью работы на режиме от 1 суток до 2-х и более. При отсутствии фонтанного притока на каждом режиме отбивались динамические уровни с последующим пересчетом забойного давления на серединную отметку интервала перфорации (исследования). По окончании исследования МУО скважину обычно останавливали для регистрации кривой восстановления давления на забое с целью определения начального пластового давления и оценки фильтрационных параметров пласта. В не фонтанирующих скважинах прослеживалась кривая восстановления уровня с преобразованием, в дальнейшем, в кривую восстановления давления.

Опробование залежи и характер притока определялись методом установившихся отборов (МУО), КВД. При отсутствии фонтанного притока исследования проводились методом прослеживания динамического уровня в скважинах. По результатам МУО построены графики зависимости дебита от депрессии по горизонтам. Исследованные скважины приурочены к нефтяным и нефтегазовым залежам. По данным исследований МУО получены линейные индикаторные диаграммы, характеризующие ламинарное течение жидкости к забою скважин.

В результате интерпретации индикаторных диаграмм определены коэффициенты фактической продуктивности пласта ($K_{\text{факт}}$), проницаемости (k), пьезопроводности (α), удельной продуктивности и гидропроводность пласта (ϵ). На основе этих параметров по скважинам оценены средние начальные характеристики по объектам разработки, которые представлены в таблице 3.1.1.

Анализ результатов обработок индикаторных диаграмм показал, что наиболее высокой начальной удельной продуктивностью на метр эффективной толщины пластов характеризуются горизонты Ю-IX и Ю-X, составляющие соответственно 0,72 т/(сут*МПа*м) и 0,83 т/(сут*МПа*м). Соответственно, эти горизонты характеризуются самыми высокими значениями емкостно-фильтрационными свойствами.



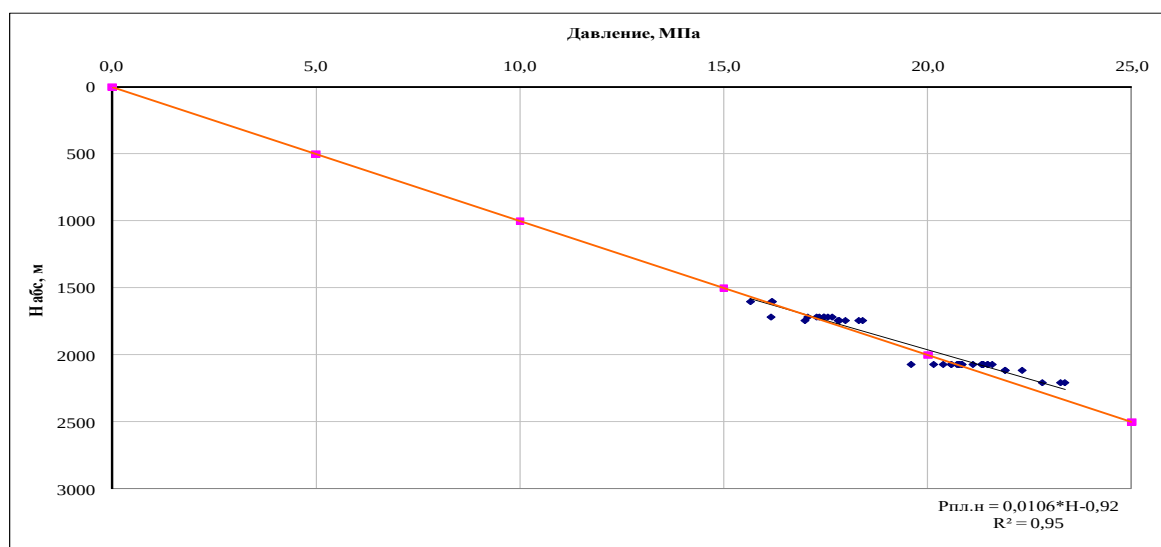


Рисунок 3.1.1- Зависимость пластового давления от глубины по результатам опробования в колонне

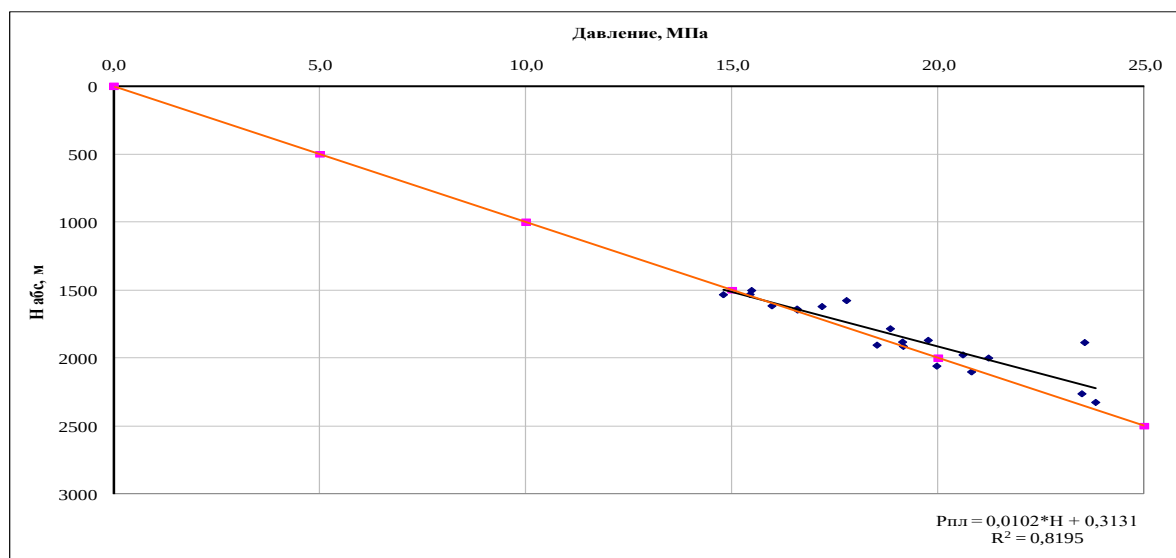


Рисунок 3.1.2 - Зависимость пластового давления от глубины по результатам ИПТ

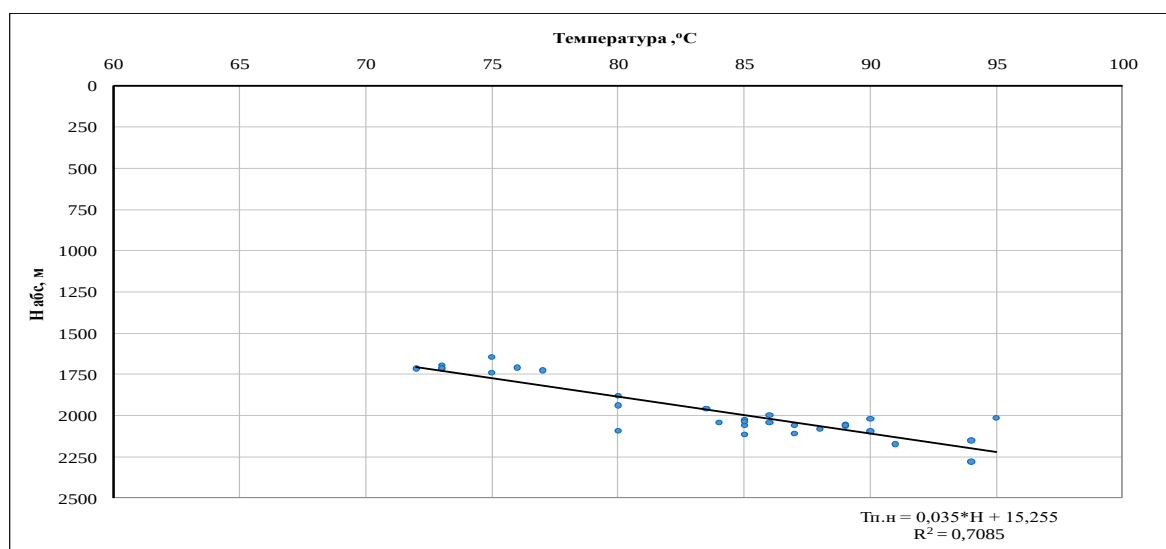


Рисунок 3.1.3 - Зависимость пластовой температуры от глубины



Таблица 3.1.1- Начальные продуктивные и фильтрационные характеристики объектов разработки месторождения Асар

Показатели	Ю-IV					Ю-IX				
	Кол-во скважин	Кол-во знач.	Диапазон изменения		Среднее знач.	Кол-во скважин	Кол-во знач.	Диапазон изменения		Среднее знач.
Начальное пластовое давление, приведенное к условной отметке середины залежи, МПа	2	5	17,87	18,34	18,08	6	10	20,2	21,42	20,93
Средняя глубина залегания, м	1729					2028				
Градиент давления, МПа/м	2	5			0,0106	6	10			0,0106
Пластовая температура, °С	3	6	72	89	76,6	9	14	80	95	86,6
Геотермический градиент, °С/100 м	3	6	0,042	0,056	0,045	9	14	0,038	0,047	0,042
Дебит нефти, т/сут	8	18	3,0	10,6	6,8	5	14	1,6	40,5	7,0
Газовый фактор, м³/м³	8	16	60	133	79	5	7	29	70	51
Эффективная толщина, м	3	4	6	31	18	3	6	12	55	28
Коэф. продуктивности, т/(сут*МПа)	3	4	0,43	7,74	2,29	3	6	0,18	68,4	24,3
Коэф. удельной продуктивности, т/(сут*МПа*м)	3	4	0,02	0,48	0,19	3	6	0,06	0,53	0,72
Гидропроводность, 10 ⁻¹² м³/Па*с	3	4	5,83	78,8	25,32	3	6	2,49	942,8	333,6
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	3	4	0,001	0,023	0,007	3	6	0,003	0,1	0,035
Пьезопроводность, м²/с	3	4	0,02	0,456	0,141	3	6	0,058	1,983	0,687
Приведенный радиус скважин, м	1	1			0,115	1	1			0,053

Продолжение таблицы 3.1.1

Показатели	Ю-X					Ю-XI				
	Кол-во скважин	Кол-во знач.	Диапазон изменения		Среднее знач.	Кол-во скважин	Кол-во знач.	Диапазон изменения		Среднее знач.
Начальное пластовое давление, приведенное к условной отметке середины залежи, МПа	2	3	21,69	23,26	21,91	2	3	22,62	23,47	23,15
Средняя глубина залегания, м	2084					2180				
Градиент давления, МПа/м	2	3			0,0106	2	3			0,0106
Пластовая температура, °С	2	2	87	93	89,5	3	3	91	94	93
Геотермический градиент, °С/100 м	2	2	0,41	0,044	0,043	3	3	0,041	0,044	0,042
Дебит нефти, т/сут	4	13	16,0	90,0	36,0	4	14	10,0	60,3	14,0
Газовый фактор, м³/м³	4	6	38	70	60	4	6	60	70	67
Эффективная толщина, м	5	7	5	23	14	2	4	5	13	9
Коэф. продуктивности, т/(сут*МПа)	5	7	0,27	33	13,25	2	4	0,51	10,4	4,4
Коэф. удельной продуктивности, т/(сут*МПа*м)	5	7	0,05	1,98	0,83	2	4	0,06	1,04	0,46
Гидропроводность, 10 ⁻¹² м³/Па*с	5	7	3,71	479,7	182,02	2	4	6,86	142,8	60,2
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	5	7	0,009	0,096	0,04	2	4	0,003	0,05	0,22
Пьезопроводность, м²/с	5	7	0,052	1,904		2	4	0,059	0,991	0,436
Приведенный радиус скважин, м	1	1			0,008	1	1			0,067

Продолжение таблицы 3.1.1

Показатели	Ю-IV (Западный блок)					Ю-IX (Западный блок)				
	Кол-во скважин	Кол-во знач.	Диапазон изменения		Среднее знач.	Кол-во скважин	Кол-во знач.	Диапазон изменения		Среднее знач.
Начальное пластовое давление, приведенное к условной отметке середины залежи, МПа	2	3	16,77	17,6	17,32	5	8	20,64	21,54	21,57
Средняя глубина залегания, м	1729					2064				
Градиент давления, МПа/м	2	3			0,0106	5	8			0,0106
Пластовая температура, °С	3	3	73	75	74,3	5	8	80	95	87
Геотермический градиент, °С/100 м	3	3	0,043	0,046	0,044	5	8	0,038	0,047	0,42
Дебит нефти, т/сут	3	10	7,7	82,4	8,0	4	11	21,0	50,0	35,5
Газовый фактор, м³/м³	3	3	69	133	92	2	2	73	91	82
Эффективная толщина, м	2	4	8	36	24,75	4	7	7	26	14,57
Коэф. продуктивности, т/(сут*МПа)	2	5	0,73	11,1	4,95	4	7	1	19,5	6,63
Коэф. удельной продуктивности, т/(сут*МПа*м)	2	5	0,02	1,39	0,54	4	7	0,12	0,98	0,38
Гидропроводность, 10 ⁻¹² м³/Па*с	2	5	6,86	153,14	70,7	4	7	13,8	268,5	90,18
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	2	5	0,001	0,067	0,02	4	7	0,006	0,047	0,018
Пьезопроводность, м²/с	2	5	0,022	1,329	0,397	4	7	0,111	0,932	0,361
Приведенный радиус скважин, м	5	5	0,05	0,558	0,175	2	4	0,32	0,205	0,137

3.1.2 Текущие фильтрационные и продуктивные характеристики пластов

На месторождении Асар сервисной компанией ТОО «Алстрон» выполнялись сложные гидродинамические исследования: методом установившихся отборов (МУО) и методами восстановления и падения давления (КВД и КПД). Обработка и интерпретация результатов сложных ГДИ осуществлялась с помощью специализированных программных продуктов PanSystem и Карра Saphir. Замеры динамического уровня и затрубного давления выполнены прибором Судос-автомат, Судос-автомат 2.

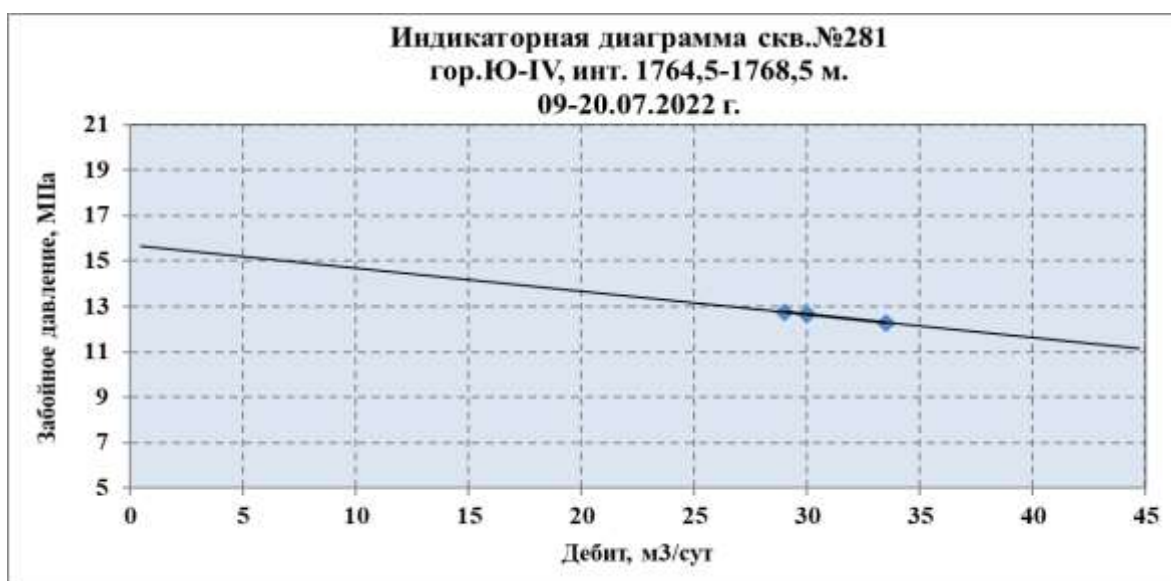
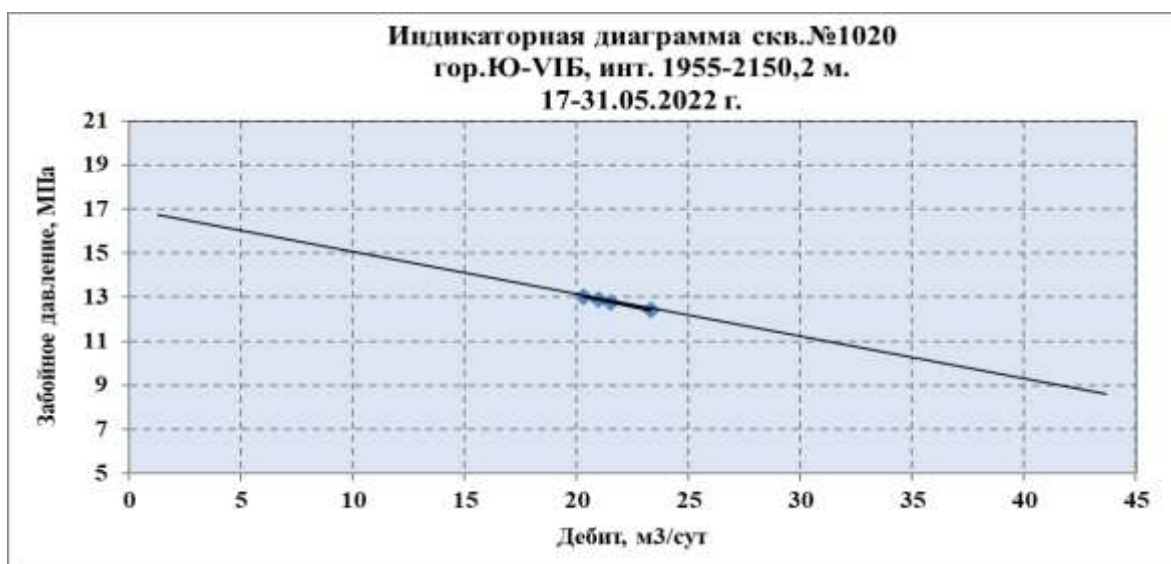
За послепроектный период на месторождении с 2018 по 2023гг. выполнены 286 гидродинамических исследований в 225 скважинах, в т.ч. 173 исследования методом установившихся режимов фильтрации (ИК) со снятием индикаторных диаграмм выполнены в 150 добывающих, 21-и нагнетательной и 2-х водозаборных скважинах, 50 исследований методом кривой восстановления уровней (КВУ), 49 - методом кривых падения давлений (КПД) и 14 исследований методом кривой восстановления давления (КВД).

По результатам проведенных исследований выделены две наиболее характерные для месторождения модели, а именно модель радиального гомогенного пласта с радиальной схемой притока жидкости к забою скважины и модель вертикальной трещины с линейным и радиальным течением жидкости.

Полученные параметры (коэффициенты продуктивности, проницаемости, пьезопроводности и гидропроводности) позволили оценить фильтрационные свойства разрабатываемых объектов, подобрать наиболее оптимальный режим эксплуатации скважин, тем самым поддерживать контроль над процессом разработки. Результаты исследований скважин и пластов с 2018 года приведены в Табличном приложении №1. Обобщенные параметры продуктивных и фильтрационно-емкостных характеристик объектов разработки месторождения представлены в таблице 3.2.1. На рисунках 3.1.4 представлены индикаторные диаграммы исследованных скважин за анализируемый период.

Согласно полученных результатов более высокими продуктивными возможностями характеризуются скважины, эксплуатирующие Ю-IV, Ю-VIB, Ю-IXБ, Ю-ХА, Ю-XI и возвратный Ю-ПА, Ю-ХБ объекты разработки, в которых удельные коэффициенты продуктивности изменяются от 0,157 до 1,33 т/(сут*МПа*м), коэффициенты проницаемости от 11,6 до $96,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и гидропроводность характеризуется 0,00011 до $0,0004 \cdot 10^{-12}$ м³/Па*с.





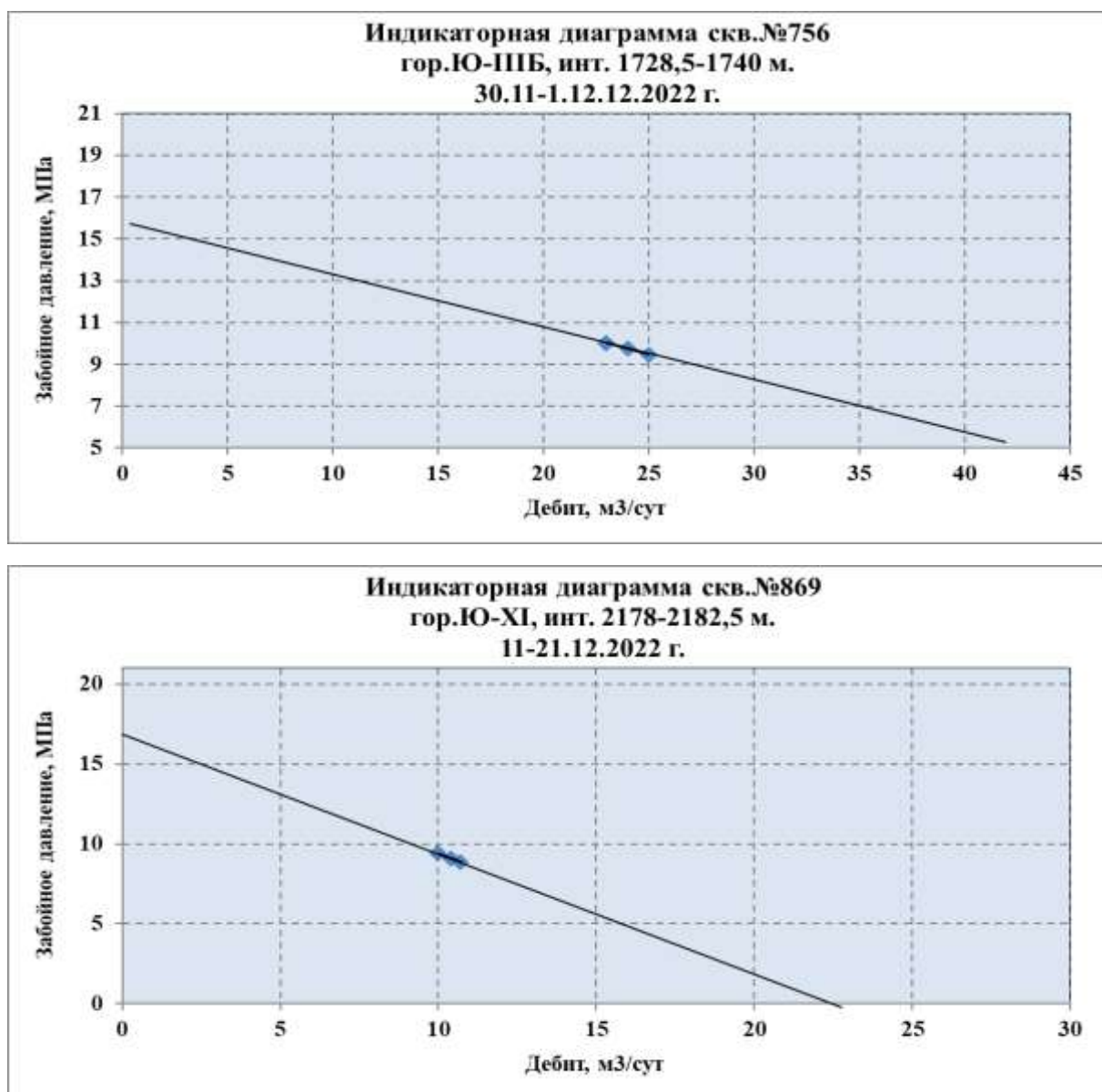


Рисунок 3.1.4 - Индикаторные диаграммы скважин №№281, 1020, 882, 756, 869



Таблица 3.1.2 - Текущие продуктивные и фильтрационные характеристики объектов разработки месторождения Асар

Показатели	Блок I																			
	Ю-IV					Ю-VIB					Ю-IXБ					Ю-ХА				
	Кол-во скважин	Кол-во значений	Диапазон изменения		Среднее значение	Кол-во скважин	Кол-во значений	Диапазон изменения		Среднее значение	Кол-во скважин	Кол-во значений	Диапазон изменения		Среднее значение	Кол-во скважин	Кол-во значений	Диапазон изменения		Среднее значение
Пластовое давление на 01.01.2024 г., МПа	13	21	15,0	22,3	17,3	13	21	17,4	24,1	19,1	56	85	11,1	24,7	19,7	36	51	12,3	27,1	20
Коэфф. продуктивности, т/(сут*МПа)	9	15	0,199	16,7	2,79	8	13	0,13	6,53	1,53	44	61	0,123	32,52	4,69	27	36	0,339	39,5	5,189
Коэфф. удельной продуктивности, т/(сут*МПа*м)	9	15	0,029	2,7	0,359	8	13	0,02	2,176	0,400	44	61	0,016	8,55	0,74	27	36	0,034	3,95	0,632
Скин-фактор	13	21	-0,35	21,1	0,63	13	21	-0,5	16	1,53	56	85	-0,003	55,8	1,31	36	51	-0,2	40,4	1,1
Коэфф.приемистости, (м³/сут)	4	6	4,42	177	44,5	4	6	1,5	38,7	17,3	11	24	0,389	117,4	19,5	9	15	0,36	41,52	8,78
Гидропроводность, 10 ⁻¹² м³/Па*с	13	21	0,0000009	0,0007	0,000286	13	21	0,000001	0,00139	0,0004	56	85	0,0000022	0,0015	0,00029	36	51	0,0000075	0,0009	0,00031
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	13	21	0,00233	0,221	0,040	13	21	0,00044	0,110	0,032	56	85	0,00066	0,309	0,027	36	51	0,000216	0,315,4	0,039
Пьезопроводность, м²/с	13	21	0,00075	0,0138	0,036	13	21	0,00086	0,892	0,0777	56	85	0,00062	0,517	0,0499	36	51	0,00103	0,311	0,042

Продолжение таблицы 3.1.2

Показатели	Блок I					Блок II																			
	Ю-ХI					Ю-IIIБ				Ю-IV				Ю-IXБ								Ю-ХА1			
	Кол- во скв	Кол-во значен ий	Диапазон изменения		Среднее значение	Кол-во скважин	Кол-во значений	Диапазон изменения		Средн ее значен ие	Кол-во скважи н	Кол-во значен ий	Диапазон изменения		Средне е значени е	Кол-во скважин	Кол-во значен ий	Диапазон изменения		Средне е значени е	Кол-во скважи н	Кол- во знач	Диапазон изменения		Среднее значение
Пластовое давление на 01.01.2024г., приведенное к условной отметке середины залежи, МПа	9	12	17,5	21,8	20,5	3	5	16,2	19,5	17,3	12	19	11,2	19,1	16,3	21	30	10,6	25,9	17,6	18	24		27,1	19,9
Коэф. продуктивности, т/(сут*МПа)	8	9	0,117	40,9	10,3	3	5	0,315	4,59	2,8	8	13	0,147	5,7	2,61	20	32	0,12	16,1	2,64	14	16	0,339	8,33	3,492
Коэф. удельной продуктивности, т/(сут*МПа*м)	8	9	0,023	6,822	1,33	3	5	0,063	0,918	0,446	8	13	0,018	1,24	0,559	20	32	0,021	2,18	0,427	14	16	0,034	1,526	0,495
Скин-фактор	9	12	0,1	17,3	3,22	3	5	-1,5	-1,97	-0,81	12	19	-0,3	8,78	-1,4	21	30	0,3	-5,5	-2,06	18	24	0,146	40,4	1,18
Коэфф.приемистости, (м3/сут)	1	3	9,6	19,07	13,01	-	-	-	-	-	4	6	5,96	13,6	8,22	2	4	3,81	34,8	12,45	4	8	0,387	14,91	8,05
Гидропроводность, 10 ⁻¹² м³/Па*с	9	12	0,000 018	0,0009 5	0,0004	3	5	0,000 04	0,0008	0,0002 6	12	19	0,000 005	0,000 67	0,00022	21	30	0,0000 15	0,0008 6	0,00032	18	24	0,00000 7	0,00096	0,00031
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	9	12	0,007	0,495	96,1	3	5	0,006	0,206	0,647	12	19	0,001 77	0,155	0,0278	21	30	0,0002 56	0,0601	0,0204	18	24	0,00021 6	0,315	0,037
Пьезопроводность, м²/с	9	12	0,002 1	0,199	0,066	3	5	0,000 29	0,087	0,022	12	19	0,002 4	0,054	0,0233	21	30	0,0010 5	0,0162	0,055	18	24	0,00103	0,311	0,039

Продолжение таблицы 3.1.2

Показатели	Возвратные объекты, Блок I														
	Ю-IIА					Ю-IIБ					Ю-IIIАБ				
	Кол-во скважин	Кол-во значений	Диапазон изменения		Среднее значение	Кол-во скважин	Кол-во значений	Диапазон изменения		Среднее значение	Кол-во скважин	Кол-во значений	Диапазон изменения		Среднее значение
Пластовое давление на 01.01.2023г., приведенное к условной отметке середины залежи, МПа	4	5	11,8	15,6	13,9	1	1	15,4	15,4	15,4	4	6	13,5	18,3	16,1
Коэф. продуктивности, т/(сут*МПа)	4	5	0,342	16,4	4,86	1	1	9,2	9,2	9,2	3	4	1,24	11,3	4,2
Коэф. удельной продуктивности, т/(сут*МПа*м)	4	5	0,068	2,16	0,637	1	1	0,687	0,687	0,687	3	4	0,222	1,38	0,604
Скин-фактор	4	5	-0,8	-5,1	-1,88	1	1	-1,9	-1,9	-1,9	4	6	-0,35	-5,06	-1,021
Коэфф.приемистости, (м3/сут)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	15,8	23,2	19,5
Гидропроводность, 10 ⁻¹² м ³ /Па*с	4	5	0,000021	0,00094	0,00032	1	1	0,000117	0,000117	0,000117	4	6	0,000016	0,00096	0,000385
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	4	5	7,3	125,4	46,7	1	1	24,8	24,8	24,8	4	6	4,56	33,5	15,5
Пьезопроводность, м ² /с	4	5	0,00295	0,063	0,027	1	1	0,0257	0,0257	0,0257	4	6	0,0018	0,0621	0,024

Продолжение таблицы 3.1.2

Показатели	Возвратные объекты, Блок I									
	Ю-IXА					Ю-ХБ				
	Кол-во скважин	Кол-во значений	Диапазон изменения		Среднее значение	Кол-во скважин	Кол-во значений	Диапазон изменения		Среднее значение
Пластовое давление на 01.01.2023г., приведенное к условной отметке середины залежи, МПа	5	8	17,5	23,9	20,3	7	10	16,9	21,7	19,1
Коэф. продуктивности, т/(сут*МПа)	3	4	0,1	5,8	1,85	6	9	0,04	3,78	1,166
Коэф. удельной продуктивности, т/(сут*МПа*м)	3	4	0,022	2,18	0,171	6	9	0,02	0,525	0,157
Скин-фактор	5	8	-0,85	14,7	1,78	7	10	-0,1	11,7	2,56
Коэфф.приемистости, (м ³ /сут)	2	4	9,09	31,4	20,7	1	1	2,931	2,931	2,931
Гидропроводность, 10 ⁻¹² м ³ /Па*с	5	8	0,000003	0,00067	0,0003	7	10	0,000004	0,00064	0,00028
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	5	8	3,75	32,7	11,6	7	10	2,08	396,9	91,6
Пьезопроводность, м ² /с	5	8	0,0005	0,0607	0,021	7	10	0,00202	0,0879	0,023

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

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

3.2.1.1 Характеристика фонда скважин

По состоянию на 01.01.2024 г. на месторождении общий пробуренный фонд составляет 367 скважин. Эксплуатационный фонд скважин месторождения насчитывает 282 скважины, из которых 197 добывающие и 85 нагнетательные. Действующий фонд скважин составляет 217 ед., в том числе 157 добывающие и 60 нагнетательные. Совместная эксплуатация разрабатываемых объектов месторождения осуществляется 6-ю действующими добывающими скважинами.

Эксплуатация скважин месторождения осуществляется в основном, механизированным способом (ШГН). Две скважины основных объектов №493 (Ю-IXБ гор) и №763 (Ю-IIIБ гор) эксплуатируются фонтанным способом.

Динамика бурения скважин за рассматриваемый период отображена на рисунке 3.2.1, из которой видно, что до 2021 года наблюдается ежегодное увеличение темпа бурения скважин до 34 ед., в 2022 году бурение скважин снижается до 19 ед. и в 2023 году составляет 17 ед. За весь после проектный период 2019-2023 гг. на месторождении пробурены и введены в эксплуатацию 119 скважин, в том числе 92 – *добывающие* и 27 *нагнетательных*.

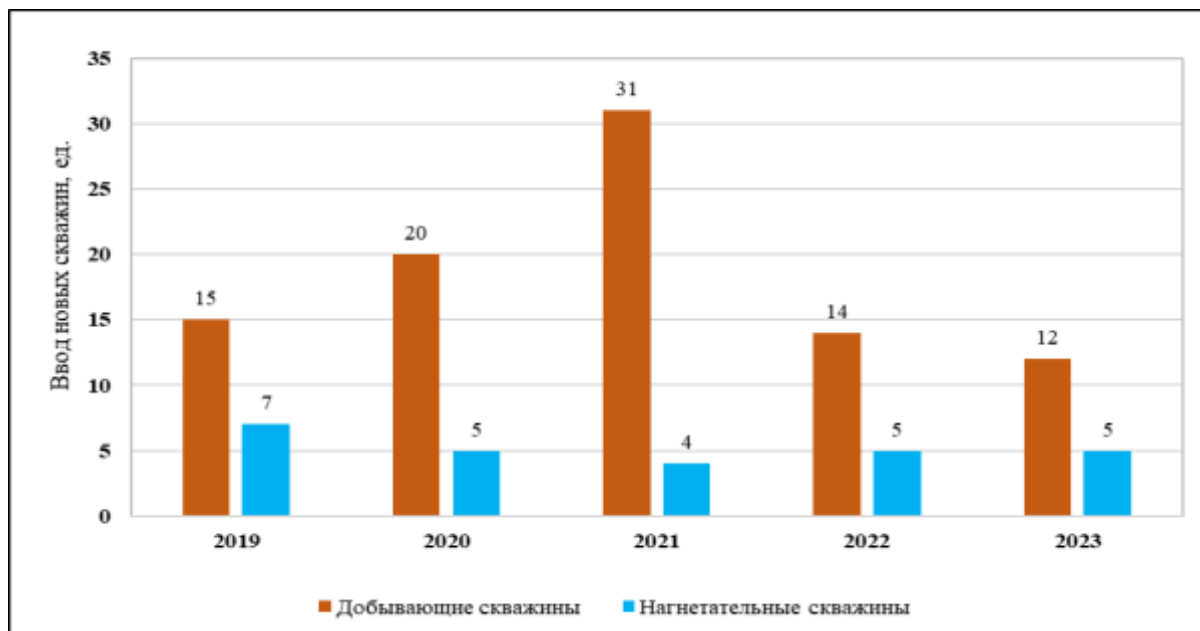


Рисунок 3.2.1 - Динамика бурения скважин на месторождении за период 2019-2023 гг.

Бездействующий фонд месторождения составляет 64 скважины, в т.ч. добывающих 40 ед. (20%) и нагнетательных - 24 ед (28%).



Основными причинами бездействия добывающих скважин являются: высокая обводненность продукции (20 скв), аварии с подземным оборудованием (2 скв), нарушение, смещение и дефект эксплуатационной колонны (12 скв), слабый приток (6 скв). Причинами бездействия нагнетательного фонда скважин являются: нарушение герметичности эксплуатационной колонны (8 скв), аварии с НКТ (5 скв), аварии с пакером (3 скв), перекрытие забоя посторонним предметом (4 скв) и технологические простои (4 скв).

За анализируемый период в бездействующий фонд переведено 23 добывающие скважины по причине высокой обводненности и нарушения эксплуатационной колонны. Из эксплуатации нагнетательного фонда в бездействие переведены 6 скважин в т.ч, - 4 ед. в технологическом простое и 2 ед. из-за нарушения эксплуатационной колонны.

С начала разработки ликвидировано 40 скважин, из них – 32 добывающие и 8 нагнетательных, за послепроектный период (2019 - 2023гг.) из бездействия ликвидированы 6 добывающих скважин из-за невозможности устранения аварии с подземным оборудованием, а также с дефектом эксплуатационной колонны. В контрольном фонде 9 скважин, водозаборные скважины – 8 единиц, в консервации - 9 единиц.

Состояние фонда скважин на 01.01.2024г. по объектам эксплуатации и месторождению в целом представлено в таблице 3.2.1. Распределение действующего добывающего фонда скважин по объектам разработки отображено на рисунке 3.2.2.

Как видно из рисунка 3.2.2 и таблицы 3.2.1, действующий фонд скважин в настоящее время сосредоточен на основных объектах 1 блока месторождения (Ю-IV, Ю-VIB, Ю-IXБ и Ю-ХА), причем большая часть фонда (24%) эксплуатируется на Ю-IXБ горизонте.



Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2024 г.

Фонд	Категория		Основные объекты											Возвратные объекты										Всего, ед.		
			Блок I						блок I а	Блок II				блок III	блок I								блок I а		блок II	
			Ю-IV	Ю-VIB	Ю-VIIA	Ю-IXБ	Ю-XA	Ю-XI	Ю-XA A ₁	Ю-IIIБ	Ю-IV	Ю-IXБ	Ю-XA ₁	Ю-IXБ	Ю-IIA	Ю-IB	Ю-IIIА _Б	Ю-V	Ю-VIIB	Ю-IXA	Ю-XБ	Ю-XБ+ Ю-XI	Ю-IIIА		Ю-IXA	
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		22	
Добывающие скважины, ед.	Действующих		11	13		39	9	5	3	11	15	19	11		5	2	5			11	4			157		
	из них	ШГН	11	13		38	9	5	3	10	15	19	11		5	2	5			11	4			155		
		фонтан				1				1														2		
	дающих продукцию		11	13		39	9	5	2	11	15	19	11		5	2	5			10	4			157		
	в т. ч. совм. экспл. с др. объектами					4		1								1	1			4	1			6		
	в простое					5		2	1		1	1							1	1				12		
	в бездействии		12	4		14		2		1		1	0		2		3	1	1	3	1		1	40		
	в т. ч. совм. экспл. с др. объект.					3		1		1					1		2			3	1			6		
Всего		23	17		53	9	7	3	12	15	20	11	0	7	2	8	1	1	14	5		1	197			
Нагнетательные скважины, ед.	Действующих		4	5		18	7	3	1		5	8	7				1			3	3			60		
	в т. ч. совм. экспл. с др. объектами		1			2	1	1									1			2	2			5		
	в простое		1			3	3					5	1				1				1			15		
	в бездействии, ед.		6	1	1	7	5	1									1			5	0			24		
	в т. ч. совм. экспл. с др. объектами		1			2											1			2				3		
	Всего		10	6	1	25	12	4	1	0	5	8	7	0	0		2			8	4			85		
В консервации, ед.				1							7			1									9			
Контрольные, ед.			2			1					1		1	2		2						1	2	11		
Ликвидированные, ед.			10			11	2			1		1		1	1		8			1		6		40		
В освоении и обустройства, ед.						1																	1			
Водозаборные скв., ед.	действующие													19										19		
	контрольные													6										6		
	Всего													25										25		
Итого, ед.			45	24	1	91	23	11	4	13	20	37	18	2	11	2	20	1	1	23	9	-	8	2	367	

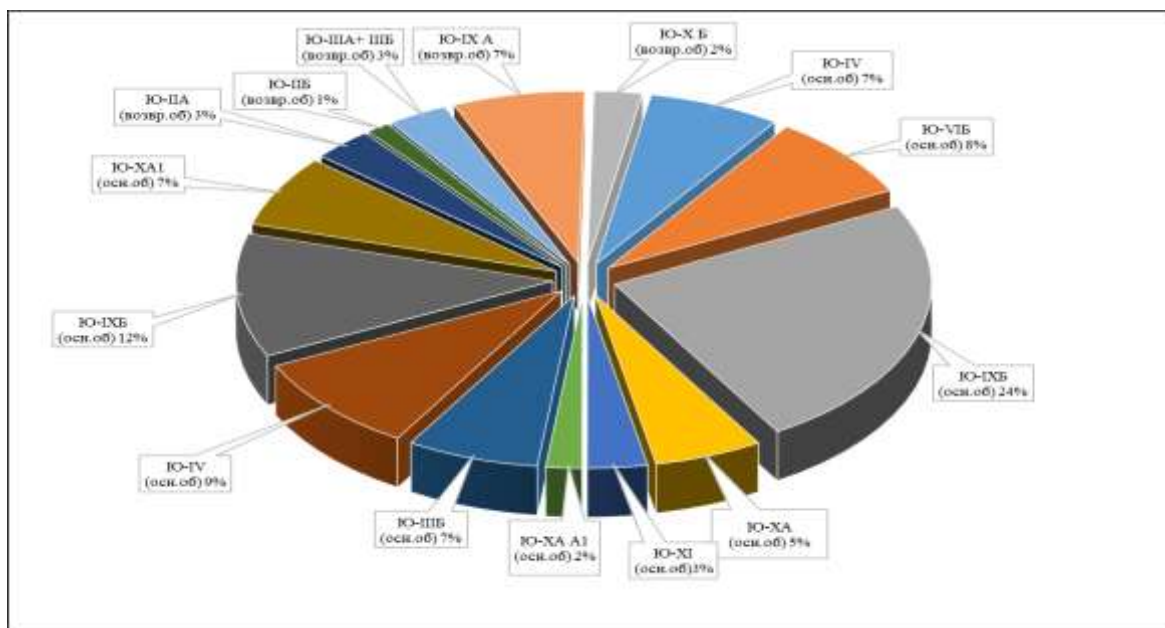


Рисунок 3.2.2 - Распределение действующего добывающего фонда скважин по объектам

За анализируемый период коэффициенты использования добывающих и нагнетательных скважин относительно стабильные и составляют в среднем 0,824 и 0,708 д.ед. соответственно, при этом незначительное превышение в 2021 году обусловлено вводом в эксплуатацию 30 новых добывающих скважин из бурения (вместо 14 ед.), а также проведением оздоровительных работ бездействующего фонда ликвидацией скважин не подлежащих дальнейшей эксплуатации, так в 2019 году ликвидированы 4 скважины №№19, 27, 202 и 205) и в 2021 году – 2 скважины (№№148 и 208)

Коэффициенты эксплуатации добывающего фонда месторождения в 2020 году снижается до 0,750 д. ед несмотря на превышающий ввод скважин из бурения на 5ед. (таблица 3.2.2) из-за отключения 9-ти нерентабельных скважин, выбытия в бездействие 2-х скважин и ликвидации 2 скв. Начиная с 2021 по 2023 годы эффективность эксплуатации добывающего фонда стабилизируется за счет бурения большого количества новых добывающих скважини выбытием 18 скважин в бездействующий фонд, а коэффициенты эксплуатации нагнетательного фонда с 2019 по 2021гг. относительно стабильны и составляют в среднем 0,830 д.ед. (таблица 3.2.2), но за 2022-2023гг наблюдается снижение показателей за счет вывода в бездействие 6 скважин в 2022 году.

В таблице 3.2.3 представлены коэффициенты эксплуатации и использования фонда скважин за 2023 год по объектам эксплуатации и в целом по месторождению.



Таблица 3.2.2- Динамика коэффициентов эксплуатации и использования за 2019-2023 гг.

Дата	Коэффициент эксплуатации, д.ед.		Коэффициент использования, д.ед.	
	добыв	нагнет	добыв	нагнет
2019	0,819	0,800	0,808	0,700
2020	0,750	0,860	0,844	0,710
2021	0,804	0,830	0,871	0,720
2022	0,846	0,770	0,804	0,700
2023	0,823	0,730	0,797	0,710

Таблица 3.2.3- Коэффициенты эксплуатации и использования фонда скважин на 01.01.2024г.

№ п/ п	Горизонт	Объект	Эксплуатационный фонд скважин, ед.				Коэффициент эксплуатации, д. ед.		Коэффициент использования, д. ед.	
			добывающие		нагнетательные		добываю - ющих	нагнета тельных	добываю - щих	нагне татель ных
			действую - щий	бездейст вующий	действи - ющий	бездей ствую - щий				
1	Ю-IV блок I	1	11	12	4	6	0,864	0,830	0,478	0,400
2	Ю-VIB, блок I	2	13	4	5	1	0,860	0,688	0,765	0,833
3	Ю-IXБ, блок I	4	39	14	18	7	0,916	0,767	0,736	0,720
4	Ю-ХА, блок I	5	9	-	7	5	0,847	0,646	1,000	0,583
5	Ю-XI блок I	6	5	2	3	1	0,843	0,765	0,714	0,750
6	Ю-Х АА ₁ , блок 1а	7	3	-	1	-	0,909	0,071	1,000	1,000
7	Ю-ШБ, блок II	8	11	1	-	-	0,713	-	0,917	-
8	Ю- IV блок II	9	15	-	5	-	0,790	0,670	1,000	1,000
9	Ю-IXБ блок II	10	19	1	8	-	0,910	0,689	0,950	1,000
10	Ю-ХА ₁ блок II	11	11	-	7	-	0,984	0,630	1,000	1,000
11	Ю-IIА, блок I	13	5	2	-	-	0,992	-	0,714	-
12	Ю-ШБ, блок I	14	2	-	-	-	0,885	-	-	-
13	Ю-ШАБ, блок I	15	5	3	1	1	0,801	0,778	0,625	0,500
14	Ю-IXА, блок I	18	11	3	3	5	0,796	0,634	0,786	0,375
15	Ю-ХБ, блок I	19	4	1	3	-	0,902	0,486	0,800	1
По месторождению:			157	40	60	24	0,823	0,730	0,797	0,710

Характеристика дебитов скважин по нефти, жидкости и приемистости

Распределение фонда скважин всего месторождения по дебитам нефти, жидкости и приемистости в динамике за 2019-2023 годы приведены в таблицах 3.2.4 и 3.2.5. В таблицах 3.2.6-3.2.8 представлено распределение дебитов, обводненности и приемистости по объектам эксплуатации на 01.01.2024 г.

В целом месторождению за весь послепроектный период наблюдается снижение дебитов нефти и жидкости в 2019 г. от 9,2 т/сут и 30,1 т/сут в 2023 г. до 6,4 т/сут и 17,7 т/сут соответственно, что обусловлено ограничением добычи нефти в 2020 г. и выявленными по результатам ГИС скважин с нарушениями колонны, а также скважин, работающих водой в перфорированных интервалах.



Средние дебиты скважин на 01.01.2024 г. по основным объектам эксплуатации колеблются в пределах от 3,6 т/сут в Ю-ХА горизонте и до 11,5 т/сут в Ю-VIB горизонте. На дату анализа 60,5% действующего фонда скважин работают с дебитом нефти до 5 т/сут, 24,2% - с дебитами 5-10 т/сут и 15,3% - от 10 до 50 т/сут (таблица 3.2.6).

Как видно из таблицы, максимальными среднесуточными дебитами скважин, как нефти, так и жидкости характеризуются Ю-VIB горизонт I блока и Ю-IIIБ горизонт I блока (основные объекты) и Ю-IIА горизонт I блока (возвратный объект), который эксплуатируется двумя скважинами. Минимальными дебитами характеризуются Ю-ХА и Ю-XI горизонты I блока и Ю-ХА₁ горизонт II блока (основные объекты) и Ю-IIIБ и Ю-ХБ горизонты I блока (возвратный).

В действующем фонде месторождения отсутствуют безводные скважины (менее 10% воды), с обводненностью менее 50% работают 57 скважин, что составляет 36% от действующего фонда имеют, с обводненностью от 50 до 90% работают 46% действующих скважин и около 30% фонда составляют высокообводненные скважины (с долей воды более 80%). Средняя текущая обводненность по месторождению составляет 62%, при этом по отдельным объектам она выше. Например, в Ю-ХА и Ю-XI объектах обводненность продукции скважин к концу 2023 года составляла 82% и 80,5% соответственно.

Из распределения фонда по приемистости следует что с приемистостью выше 200 м³/сут работают 3% действующего фонда нагнетательных скважин, с приемистостью от 100 до 200 м³/сут работают 42% скважин, с приемистостью от 50 до 100 м³/сут - 20% фонда и приемистостью ниже 50 м³/сут работают 35% нагнетательных скважин. Средняя приемистость нагнетательных скважин месторождения составляет 93,1 м³/сут. Приемистость объектов разработки нагнетательных скважин изменяется от 61 м³/сут (Ю-XI гор.) до 158 м³/сут (Ю- IV гор.).

Максимальной приемистостью характеризуются нагнетательные скважины Ю-IXБ, Ю-ХА горизонтов (основные объекты). Минимальная приемистость зафиксирована в Ю-IXБ, Ю-ХА, Ю-Х А₁ горизонтах (основные объекты).

Основные объекты I блока

Ю-IV горизонт (I объект разработки)

Эксплуатационный добывающий фонд объекта насчитывает 23 скважины, в т.ч. 11 действующие и 12 - бездействующие. Эксплуатационный нагнетательный фонд скважин составляет 10 ед., в т.ч. 4 действующие и 6 бездействующие. В контрольном фонде числится 2 скважины.

За время эксплуатации Ю-IV горизонта ликвидировано 6 добывающих (одна скважина №148 за анализируемый период) и 4 нагнетательные скважины. Коэффициент



эксплуатации добывающего фонда на 01.01.2024 г. составил 0,864 д.ед., нагнетательного – 0,830 д.ед. Показатель использования добывающих скважин на конец 2023 г. составил 0,478 д.ед., нагнетательных – 0,400 д.ед. Количество скважин с дебитами нефти менее 5 т/сут составляет 63,6%, с дебитами более 20 т/сут - 9,1% от действующего фонда. Средний дебит одной скважины на конец года составил 5,5 т/сут. Среднегодовая обводненность продукции на уровне 62,2%, при этом 45% скважин обводнены до 50% и 2 скважины работают с обводненностью более 90%.

Ю-VIB горизонт (II объект разработки)

За 2019-2023 годы на объекте пробурены нагнетательная скважина №229.

На дату составления отчета эксплуатационный действующий добывающий фонд скважин объекта составляет 17 ед., нагнетательный – 6 ед. Средние дебиты нефти и жидкости составляют 10,3 т/сут. и 17,2 т/сут. соответственно. С дебитом более 20 т/сут эксплуатируются две скважины №№460 и 890, с дебитами нефти менее 6 т/сут работают пять скважин. Коэффициенты эксплуатации добывающего фонда на конец 2023 года на уровне 0,860 д.ед., коэффициент использования добывающих скважин - 0,765 д.ед. Скважины с безводной продукцией отсутствуют, восемь скважины обводнены до 40%, одна скважина обводнена около 90%.

Ю-VIIА горизонт (III объект разработки)

В настоящее время объект не разрабатывается. Единственная скважина №59 в 1984 году эксплуатировалась 16 дней, отобрав 29 т нефти и 42 т жидкости. Эксплуатацию объекта согласно [25], предусмотрено включить в разработку с 2023 года. Однако этого не произошло из-за не пробуренной одной проектной скважины.

Ю-IXБ горизонт (IV объект разработки)

За послепроектный период (2019-2023 гг.) на данный объект разработки пробурено 26 скважин: 19 добывающих и 7 нагнетательных. Эксплуатационный фонд добывающих скважин насчитывает 53 ед., действующий добывающий фонд включает 39 ед., из них в 4 скважинах эксплуатация ведется совместно с другими объектами. Бездействующий добывающий фонд составляет 14 скважин. Почти все действующие добывающие скважины эксплуатируются ШГН, за исключением скважины № 493, которая работает фонтанным способом.

В нагнетательном эксплуатационном фонде объекта 25 скважин, из них 18 ед. - действующие, в т.ч. 2 ед. работают совместно с другими горизонтами. В бездействующем фонде - 7 нагнетательных скважин и в контрольном фонде - 1 скважина. С начала разработки на объекте ликвидированы 9 добывающих и 3 нагнетательных скважины. В 2019 и 2021 гг. из-за невозможности устранения аварии ликвидированы добывающие



скважины №№202, 205, 208. Коэффициент эксплуатации добывающего фонда на конец 2023 года составил 0,916 д.ед., нагнетательного – 0,767 д. ед, коэффициент использования добывающих скважин - 0,736 д.ед., нагнетательных – 0,720 д.ед. Среднегодовые дебиты нефти и жидкости за 2023 год составляют 4,1 т/сут и 17,2 т/сут соответственно. С дебитами нефти менее 5 т/сут работают 69% фонда действующих скважин, с дебитами более 10 т/сут – 5,2%. Скважины, дающие безводную продукцию - отсутствуют, работающие с обводненностью до 50% составляют 30,7% от действующего фонда скважин и с обводненностью более 90% составляют 23,1%.

Ю-ХА горизонт (Объект разработки)

Эксплуатационный добывающий фонд Ю-ХА горизонта составляет 9 скважин, действующие – 9 ед. Эксплуатационный нагнетательный фонд – 12 скважин, из них действующие 7 ед., в бездействии числятся 5 скважин. Все скважины действующего добывающего фонда эксплуатируются ШГН.

За отчетный период (2019-2023 гг.) пробурено 3 скважины, из них 2 добывающие и 1 нагнетательная скважина. Ликвидирована скважина №205, работавшая совместно с Ю-ХБ.

Коэффициенты эксплуатации добывающего и нагнетательного фонда на конец 2023 года составили 0,847 д.ед. и 0,646 д.ед. соответственно. Показатели использования добывающих и нагнетательных скважин составили 1 д.ед. и 0,583 д.ед.

Среднегодовые дебиты нефти и жидкости за 2023 год составляют 3,1 т/сут и 20,3 т/сут соответственно. С дебитами нефти менее 5 т/сут работают 87,5% фонда действующих скважин, с дебитами до 10 т/сут – 14,3%. Средняя обводненность продукции скважин по объекту составляет 82%. Скважины с безводной продукцией отсутствуют. Около 44% фонда дает продукцию, обводненную от 50% до 80%, одна скважина – более, чем на 90 %.

Ю-ХІ горизонт (VI объект разработки)

За 2019-2023 гг. на объекте пробурено 4 скважины, в т.ч. 3 добывающие и одна нагнетательная. Эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 7 ед., нагнетательных – 4 ед. Действующий добывающий фонд состоит из 5 скважин, одна из которых работает совместно с горизонтом Ю-ХБ. Все скважины действующего добывающего фонда эксплуатируются ШГН. В действующем нагнетательном фонде – 3 скважины, одна из которых работает совместно с горизонтом Ю-ХБ. В бездействующем фонде находится одна скважина.

Коэффициенты эксплуатации добывающего и нагнетательного фонда на конец 2023 года составили 0,843 д.ед. и 0,765 д.ед. соответственно. Показатели использования добывающих и нагнетательных скважин составили 0,714 д.ед. и 0,750 д.ед.



Среднегодовые дебиты нефти и жидкости за 2023 год составляют 3,7 т/сут и 20,2 т/сут соответственно. Количество скважин с дебитами нефти менее 5 т/сут составляет 80%, с дебитами от 5 до 10 т/сут - 20%. На объекте отсутствуют безводные скважины, около 20% фонда работают с обводненностью от 50 до 80%, две скважины работают - с обводненностью более 90%.

Основной объект Iа блока

Ю-Х АА₁ горизонт (VII объект разработки)

За анализируемый период на объекте пробурены 2 добывающие и одна нагнетательная скважины.

Эксплуатационный добывающий фонд объекта представлен 3 действующими скважинами и одной действующей скважиной в нагнетательном фонде.

Коэффициент эксплуатации добывающего фонда на 01.01.2024 г. составил 0,909 д.ед., коэффициент использования – 1,0 д.ед. На дату анализа среднегодовые дебиты по нефти и жидкости составил – 6,7 т/сут и 22,4 т/сут соответственно. Обводненность составляет 60%. Скважины работают в диапазоне нефти от 1 до 5 т/сут, жидкости – от 10 до 50 т/сут.

Основные объекты II блока

Ю-IIIБ горизонт (VIII объект разработки)

Действующий добывающий фонд объекта составляет 11 скважин, нагнетательный фонд отсутствует. Ликвидации числится одна скважина. Коэффициент эксплуатации добывающего фонда в 2023 г. составил 0,713 д.ед. Коэффициент использования добывающей скважины на конец рассматриваемого периода составил 0,917 д.ед. На дату анализа дебит по нефти и жидкости составил – 10 т/сут и 21,7 т/сут соответственно. Обводненность составляет 53%.

Ю-IV горизонт (IX объект разработки)

За период (2019-2023 гг.) на объекте пробурено 3 нагнетательных скважин. Эксплуатационный добывающий фонд объекта представлен 15-ю действующими скважинами и 5-ти действующей скважиной в нагнетательном фонде.

Все скважины действующего добывающего фонда эксплуатируются ШГН. Коэффициенты эксплуатации добывающего и нагнетательного фонда на конец 2023 года составили 0,790 д.ед. и 0,670 д.ед. соответственно. Показатели использования добывающих и нагнетательных скважин составили 1 д.ед.

Количество скважин с дебитами нефти менее 5 т/сут составляет 60%, с дебитами от 5 до 10 т/сут - 20%. Средний дебит нефти добывающей скважины на конец 2023 года - 5,3 т/сут и жидкости - 13,5 т/сут. На объекте отсутствуют безводные скважины, около 50%



фонда работают с обводненностью от 50 до 80%, две скважины работают с обводненностью более 90%.

Ю-IXБ горизонт (X объект разработки)

Эксплуатационный добывающий фонд объекта представлен 20-ю скважинами, из них 19 ед. в действующем фонде, 1 ед. – в бездействии и одна в простое. Нагнетательный фонд представлен 8 действующими скважинами.

За анализируемый период на данном объекте были пробурены 11 добывающих и 12 нагнетательных скважин.

Коэффициенты эксплуатации добывающего и нагнетательного фонда на конец 2023 года составили 0,910 д.ед. и 0,689 д.ед. соответственно. Показатели использования добывающих и нагнетательных скважин составили 1 д.ед.

Средний дебит нефти и жидкости добывающих скважин составляет 4,1 т/сут, жидкости - 14,5 т/сут. Количество скважин с дебитами нефти менее 5 т/сут составляет 84%, с дебитами более 10 т/сут – 5,2% от действующего фонда. Средняя обводненность продукции скважин по объекту составляет 60,6%. Скважины с безводной продукцией отсутствуют. С обводненностью продукции скважин от 50 до 80% работают 40% действующего фонда, с обводненностью более 90% - две скважины.

Ю-ХА₁ горизонт (XI объект разработки)

За послепроектный период на объекте пробурено 5 добывающих и 4 – нагнетательных скважин. В эксплуатационном добывающем фонде 11 скважин, все скважины действующие. В эксплуатационном действующем нагнетательном фонде 7 скважин.

Все скважины действующего добывающего фонда эксплуатируются ШГН. Коэффициенты эксплуатации добывающего и нагнетательного фонда на конец 2023 года составили 0,984 д.ед. и 0,630 д.ед. соответственно. Показатели использования добывающих и нагнетательных скважин составили 1 д.ед.

Средний дебит нефти добывающей скважины составляет 3,8 т/сут, жидкости - 19,4 т/сут. Количество скважин с дебитами нефти менее 5 т/сут составляет 73% действующего фонда, две скважины работают с производительностью по нефти более 10 т/сут. Средняя обводненность продукции скважин по объекту составляет 73%. С обводненностью до 80% работают 45% скважин, две скважины работают с обводненностью более, чем на 90%.

Основной объект III блока

Ю - IXБ горизонт (XII объект разработки)

Рассматриваемый объект ранее эксплуатировался одной скважиной №20, которая была ликвидирована в августе 1983 г. по техническим причинам (авария с подземным



оборудованием). Одна скважина №18 в контрольном фонде. В настоящее время объект не разрабатывается.

Возвратные объекты I блока

Ю-IIА горизонт

Эксплуатационный добывающий фонд объекта представлен 7-и скважинами, из них 5 ед. в действующем фонде, 2 ед. – в бездействии. В контрольном фонде числятся 2 скважины, в ликвидированном и консервационном фонде - по одной скважине.

Скважины эксплуатируются ШГН. Коэффициент эксплуатации добывающего фонда за 2023 г. составил 0,992 д.ед. Показатель использования добывающих скважин на конец 2023 г. составил 0,714 д.ед. Средний дебит нефти добывающей скважины на конец 2023 года - 7,5 т/сут, жидкости - 21,6 т/сут. Две скважины работают с дебитом нефти менее 5 т/сут, одна скважина - с дебитами более 10 т/сут. Средняя обводненность продукции скважин по горизонту составляет 59,7%. Две скважины дают продукцию с обводненностью до 50%, три скважины обводнены более 70%.

Ю-IIБ горизонт

Объект эксплуатируется двумя скважинами №56, совместно работающей на Ю-III АБ горизонты и №77 переведена с горизонта Ю-IIIАБ. Коэффициент эксплуатации добывающего фонда составил 0,885 д.ед. На дату анализа дебиты нефти и жидкости составили – 4,1 т/сут и 8,6 т/сут соответственно. Обводненность продукции скважин объекта составляет 53%.

Ю-IIIАБ горизонт

В добывающем эксплуатационном фонде объекта числятся 8 скважин. В действующем фонде 5 скважин, одна из которых (скв №56) совместно эксплуатирует Ю-IIБ горизонт. В бездействующем фонде 3 скважины, в т.ч. скважина №9 совместно эксплуатируется с объектом Ю-IIА.

За послепроектный период на объекте пробурена 1 добывающая скважина.

Эксплуатационный нагнетательный фонд включает 2 скважины, из них одна действующая (скв. №135) совместно с Ю-IV горизонтом блока I и одна бездействующая скважина №54, которая работала совместно с Ю-IV горизонтом блока I. Причиной бездействия является нарушение эксплуатационной колонны и авария с НКТ.

В контрольном фонде находится 2 скважины. За весь период эксплуатации ликвидировано 8 скважин. Коэффициент эксплуатации добывающего фонда на уровне 0,801 д.ед., нагнетательного - 0,778 д.ед. Коэффициент использования добывающих скважин на конец рассматриваемого периода - 0,625 д.ед., нагнетательных – 0,500 д.ед. Средний дебит нефти добывающей скважины составляет - 5,4 т/сут, жидкости - 11,9 т/сут.



Все скважины работают с дебитами нефти менее 10 т/сут. Средняя обводненность продукции скважин по объекту составляет 57%.

Ю-V горизонт

Эксплуатация Ю-V горизонта осуществлялась поочередно двумя добывающими скважинами №№120 и 221. В 2013г. скважина №120 ликвидирована, скважина №221 переведена под закачку на Ю-IV горизонт. В 2023 проектом предусмотрен ввод залежи в эксплуатацию, но скважины рассмотренные для ПВЛГ на текущих действующих объектах работают с высокими среднесуточными показателями. На дату состояния объект не разрабатывается.

Ю-VIБ горизонт

С начала разработки залежь эксплуатировалась одной добывающей скважиной №59, которая с августа 2004г. находится в бездействии из-за высокой обводненности. На дату состояния объект не разрабатывается.

Ю-IXА горизонт

За послепроектный период на объекте пробурено 3 добывающие и одна нагнетательная скважины.

В эксплуатационном фонде числятся 22 скважин, из которых 14 добывающие и 8 нагнетательные. Действующий добывающий фонд насчитывает 11 добывающих скважин, из которых 4 эксплуатируются совместно с Ю-IXБ горизонтом блока I. В бездействии находятся 3 скважины, совместно работавшие с Ю-IXБ горизонтом блока I. Действующий фонд нагнетательных скважин насчитывает 3 ед., из которых 2 эксплуатируются совместно с Ю-IXБ горизонтом блока I. Бездействующий фонд включает 5 нагнетательные скважины, из которых 2 скважины эксплуатировались совместно с Ю-IXБ горизонтом блока I.

За весь период разработки ликвидирована одна добывающая скважина №211. Коэффициент эксплуатации добывающего фонда на конец 2023г. составил 0,796 д.ед., нагнетательного - 0,634 д.ед. Коэффициент использования добывающих скважин на конец рассматриваемого периода составил 0,786 д.ед., нагнетательных – 0,375 д.ед.

Средний дебит нефти добывающей скважины составляет 5,6 т/сут, жидкости – 12 т/сут. Количество скважин с дебитами нефти менее 5 т/сут составляет 55% действующего фонда, три скважины работают с производительностью по нефти более 10 т/сут. Средняя обводненность продукции скважин по горизонту составляет 48,7%. С обводненностью до 70% работают 90% скважин, одна скважина работает с обводненностью более, чем на 80%.

Ю-ХБ горизонт

В эксплуатационном фонде числятся 8 скважин из которых, 5 добывающие и 3 нагнетательные. Действующий добывающий фонд насчитывает 4 добывающие скважины,



из которых одна эксплуатируются совместно с Ю-ХІ горизонтом. В бездействии находится одна скважина, которая так же эксплуатировалась совместно с Ю-ХІ.

Действующий фонд нагнетательных скважин насчитывает 3 ед., в т.ч. 2 скважины эксплуатируются совместно с другими горизонтами - №45 с Ю-ХІ горизонтом, №76 с Ю-ХА горизонтом. За весь период разработки ликвидирована одна добывающая скважина №53. Все скважины эксплуатируются механизированным способом добычи, оборудованы ШГН. Коэффициент эксплуатации добывающего фонда составляет 0,902 д.ед., нагнетательного – 0,486 д.ед. Показатель использования добывающих скважин на конец 2023 г. составил 0,800 д.ед., нагнетательных – 1 д.ед. Средний дебит нефти добывающей скважины на конец 2023 года - 3,8 т/сут, жидкости - 18,4 т/сут. Средняя обводненность продукции скважин по объекту составляет 72,7%. С обводненностью до 50% работает одна скважина, 60% действующего фонда обводнены более, чем на 80%.

Возвратный объект Іа блока

Ю-ХБ+ХІ горизонты

В настоящее время объект не разрабатывается. Объект эксплуатировался в период с 2013 по 2019 гг. скважиной № 408.

Возвратные объекты ІІ блока

Ю-ІІА горизонт

В настоящее время объект не разрабатывается. Объект эксплуатировался в период 2014-2015 гг. скважиной № 852, которая на сегодняшний день числится в бездействии. В консервации числится одна скважина, а в ликвидированном фонде 4 скважины.

Ю-ІХА горизонт

В настоящее время объект не разрабатывается. Согласно проекта [25] эксплуатацию объекта предусмотрено ввести в 2023 году.

Распределение фонда скважин по дебитам и обводненности

Среднесуточные дебиты нефти и жидкости скважин на дату анализа составляют 6,3 и 17,4 т/сут соответственно. В динамике среднегодовых дебитов (таблица 3.2.4), как по нефти, так и по жидкости наблюдается снижение в период 2019-2023 гг.

В таблице 3.2.6 приведены текущие дебиты по нефти и жидкости по объектам разработки из которой видно, что максимальными среднесуточными дебитами по нефти и жидкости характеризуются скважины Ю-VІБ горизонта І блока и Ю-ІІБ горизонта ІІ блока (основные объекты) и Ю-ІІА горизонта І блока (возвратный объект). Наименьшими дебитами нефти и жидкости характеризуются Ю-ХІ и Ю-ХА горизонты І блока (основные объекты) и Ю-ХБ горизонт І блока (возвратный объект).



Анализ распределения фонда нагнетательных скважин по показал, что значения приемистости на месторождении Асар с 2020 по 2023 годы относительно стабильные и изменяются от 100 до 108 м³/сут. Нагнетательные скважины, работающие с высокой приемистостью (более 200 м³/сут) составляют в среднем 9,6% действующих скважин, с приемистостью до 50% - 33%.

Среднесуточные дебиты нефти и жидкости скважин на дату анализа составляют 6,3 и 17,4 т/сут соответственно. В динамике среднегодовых дебитов (таблица 3.2.4), как по нефти, так и по жидкости наблюдается снижение в период 2019-2023 гг.

В таблице 3.2.6 приведены текущие дебиты по нефти и жидкости по объектам разработки из которой видно, что максимальными среднесуточными дебитами по нефти и жидкости характеризуются скважины Ю-VIB горизонта I блока и Ю-IIIБ горизонта II блока (основные объекты) и Ю-IIА горизонта I блока (возвратный объект). Наименьшими дебитами нефти и жидкости характеризуются Ю-XI и Ю-ХА горизонты I блока (основные объекты) и Ю-ХБ горизонт I блока (возвратный объект).

Таблица 3.2.4- Динамика распределения фонда скважин по дебитам нефти и жидкости за 2019-2023 гг. в целом по месторождению

Дата	Фонд добывающих скважин, ед.		Средний дебит, т/сут		Распределение скважин по различным диапазонам дебитов, т/сут									
	экспл	действ	нефть	жидкость	менее 1		от 1 до 5		от 5 до 10		от 10 до 50		более 50	
					н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж
2019	120	97	9,2	30,1	10	0	39	4	29	17	17	59	2	17
2020	141	119	8,2	26,8	17	1	41	10	27	18	33	78	1	12
2021	170	148	8,0	22,7	17	9	42	9	48	17	41	104	0	9
2022	189	152	7,4	20,1	10	4	58	9	44	20	39	114	1	5
2023	197	157	6,4	17,4	18	1	78	20	37	42	24	89	0	5

Таблица 3.2.5- Распределение действующего фонда добывающих скважин по различным диапазонам дебитов по состоянию на 01.01.2024 г.

Объект	Блок	Фонд добывающих скважин		Дебиты, т/сут		Распределение скважин по различным диапазонам дебитов, т/сут									
		экспл	действ	н	ж	менее 1		1 - 5		5-10		10-50		более 50	
						н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж
Основные объекты															
Ю-IV	I	23	11	5,5	19,4	1	0	6	0	3	3	1	7	0	1
Ю- VIБ		17	13	11,5	19,1	1	0	4	3	2	3	4	4	0	1
Ю-IXБ		53	39	5,4	17,9	6	0	21	1	9	14	2	21	0	2
Ю- ХА		9	9	3,6	20,3	2	1	6	1	1	1	0	5	0	1
Ю-XI		7	5	3,7	20,2	2	0	2	0	1	0	0	5	0	0
Ю-ХА+ХА ₁	Ia	3	3	6,7	22,4	1	1	1	0	1	0	0	2	0	0
Ю-IIIБ	II	12	11	10	21,7	0	0	2	0	2	1	6	9	0	0
Ю-IV		15	15	5,3	13,5	2	0	7	5	3	1	3	9	0	0
Ю-IXБ		20	19	5,5	19,4	1	0	10	3	7	7	1	9	0	0
Ю-ХА ₁		11	11	3,8	19,4	2	0	6	1	2	3	1	6	0	1
Возвратные объекты															
Ю-IIА	I	7	5	7,5	21,6	0	0	2	0	2	1	1	4	0	0
Ю-IIБ		2	2	4,1	8,6	0	0	1	0	1	2	0	0	0	0
Ю-IIIАБ		8	5	5,4	11,9	1	0	1	1	2	1	1	3	0	0
Ю-IXА		14	11	5,6	12	1	0	5	3	2	3	3	5	0	0
Ю-ХБ		5	4	3,8	18,4	1	0	3	1	0	1	0	2	0	0



Таблица 3.2.6- Динамика распределения фонда нагнетательных скважин по приемистости за 2019-2023 гг. в целом по месторождению

Дата	Фонд нагнетательных скважин, ед.		Средняя приемистость, м³/сут	Диапазон изменения приемистости, м³/сут			
	экспл	действ		менее 50	50 - 100	100 -200	более 200
2019	61	43	134	13	12	14	4
2020	63	45	100	15	12	15	3
2021	68	49	100	16	11	15	7
2022	79	55	107	23	12	12	8
2023	84	60	93	20	12	26	2

Таблица 3.2.7- Распределение фонда скважин эксплуатационных объектов по обводненности по состоянию на 01.01.2024 г.

Состояние на 01.01.2024 г.											
№	Объект	Блок	Фонд добывающих скважин		Средняя обводненность продукции, %	Диапазон изменения обводненности, %					
			экспл	действ		до 10	10-30	30-50	50-80	>80	
Основные объекты											
1	Ю-IV	I	23	11	62,2	0	0	5	2	4	
2	Ю- VIБ		17	13	45,4	0	1	7	2	3	
4	Ю-IXБ		53	39	69	0	0	12	9	18	
5	Ю- XА		9	9	82	0	0	0	4	5	
6	Ю-XI		7	5	80,5	0	0	0	1	4	
7	Ю-ХАА ₁	Ia	3	3	60	0	0	1	1	1	
8	Ю-IIIБ	II	12	11	52,7	0	0	6	3	2	
9	Ю-IV		15	15	64	0	0	4	8	3	
10	Ю-IXБ		20	19	60,6	0	0	8	7	4	
11	Ю-ХА ₁		11	11	74,4	0	0	2	2	7	
Возвратные объекты											
12	Ю-IIА	I	7	5	59,7	0	0	2	3	0	
13	Ю-IIБ		2	2	53	0	0	1	1	0	
14	Ю-IIIАБ		8	5	57,4	0	0	3	1	1	
15	Ю-IXА		14	11	48,7	0	0	7	3	1	
16	Ю-ХБ		5	4	72,7	0	0	1	0	3	

Таблица 3.2.8 - Распределение фонда нагнетательных скважин эксплуатационных объектов по приемистости по состоянию на 01.01.2024 г.

приемистости по состоянию на 01.01.2021 г.									
№	Объект	Блок	Фонд нагнетательных скважин		Средняя приемистость, м³/сут	Распределение скважин по различным диапазонам приемистости, м³/сут			
			экспл	действ		менее 50	50-100	100-200	более 200
Основные объекты									
1	Ю-IV	I	10	4	158	0	1	3	0
2	Ю- VIБ		6	5	85,9	1	1	3	0
4	Ю-IXБ		25	18	107,6	5	3	9	1
5	Ю- XА		12	7	85,6	5	0	1	1
6	Ю-XI		4	3	61	2	0	1	0
7	Ю-ХАА₁	Ia	1	1	-	-	-	-	-
8	Ю-IIIБ	II	-	-	-	-	-	-	-
9	Ю-IV		5	5	140,8	0	1	4	0
10	Ю-IXБ		8	8	127,8	4	2	2	0
11	Ю-ХА₁		7	7	81,2	3	2	2	0
Возвратные объекты									
12	Ю-IIА	I	-	-	-	-	-	-	-
13	Ю-IIБ		-	-	-	-	-	-	-
14	Ю-IIIАБ		2	1	129	0	0	1	0
15	Ю-IXА		8	3	82,4	0	3	0	0
16	Ю-ХБ		4	3	93,5	2	0	1	0
17	Ю-ХБ+XI	Ia	-	-	-	-	-	-	-
18	Ю-IXА	II	-	-	-	-	-	-	-



Анализ работы новых скважин

Согласно действующего проектного документа [25], в период 2019 по 2023гг., на месторождении Асар запланировано бурение 68 добывающих и 22 нагнетательных скважин. Фактически пробуренный фонд скважин составил 119 единиц, из них 92 добывающих и 27 нагнетательных.

Наибольшая часть новых пробуренных скважин приходится на объекты: Ю-IXБ I блок-34%, Ю-IXБ II блок-20%, Ю-IVБ II блок-13%, Ю-ХА II блок-12%. Наименее охваченные бурением являются объекты Ю- IVБ I блок (2%) и Ю-VIB I блок (2%) (рисунок 3.2.7).

В 2019 году было пробурено 22 новых эксплуатационных скважин, из которых 15 вертикальных добывающих и 7 нагнетательных. Накопленная добыча нефти с новых скважин за год эксплуатации составила 22,79 тыс.т. Средний дебит добывающих скважин на уровне 9,6 т/сут, при средней обводненности 54,7%. Отработанное время составило 2294 суток, коэффициент эксплуатации - 0,418 д.ед. Вновь пробуренными нагнетательными скважинами закачено 48,96 тыс. м³ воды со средней - 62,8 м³/сут. Отработанное время составило 768 суток.

В 2020 году пробурено 25 новых эксплуатационных скважин, из них 20 вертикальных добывающих и 5 нагнетательных скважин. Накопленная добыча нефти с новых скважин за год эксплуатации составила 29,22 тыс.т. Средний дебит добывающих скважин составил 8,4 т/сут, при средней обводненности 53,3 %. Отработанное время за год - 3256 суток. Коэффициент эксплуатации на уровне 0,446 д.ед. Вновь пробуренными нагнетательными скважинами закачено 48,92 тыс. м³ воды со средней приёмистостью - 148,8 м³/сут. Отработанное время составило 331 суток.

В 2021 году пробурено 35 новых эксплуатационных скважин, из них 31 вертикальных добывающих и 4 нагнетательных скважин. Добыча нефти новых скважин за год эксплуатации составила 31,39 тыс.т. Средний дебит добывающих скважин за год составил 7,4 т/сут, при средней обводненности 55 %. Отработанное время за год - 4014 суток. Коэффициент эксплуатации новых добывающих скважин - 0,354 д.ед. Вновь пробуренными нагнетательными скважинами закачено 19,53 тыс. м³ воды со средней приёмистостью - 64,7 м³/сут. Отработанное время составило 375 суток.

В 2022 году было пробурено 19 новых эксплуатационных скважин, из которых 14 вертикальных добывающих и 5 нагнетательные скважины. Добыча нефти с пробуренных скважин составила 14,43 тыс.т. Средний дебит добывающих скважин за год составил 6,7 т/сут, при средней обводненности 61 %. Отработанное время за год – 1974 суток. Коэффициент эксплуатации новых добывающих скважин за год составил 0,386 д.ед. Вновь пробуренными нагнетательными скважинами закачено 11,89 тыс. м³ со средней приёмистостью 19 м³/сут. Отработанное время составило 564 суток.



В 2023 году было пробурено 18 новых эксплуатационных скважин, из них 12 вертикальных добывающих и 5 нагнетательные скважины. Добыча нефти новых скважин за год эксплуатации составила 14,57 тыс.т. Средний дебит добывающих скважин за год составил 7,3 т/сут, при средней обводненности 52,2 %. Коэффициент эксплуатации новых добывающих скважин за год составил 0,395 д.ед. Новыми нагнетательными скважинами закачено 54,38 тыс. м³. Средняя приёмистость нагнетательной скважины составила 131,0 м³/сут. Отработанное время составило 360 суток.

На рисунке 3.2.3 представлена динамика ввода добывающих и нагнетательных скважин из бурения за период 2019-2023 гг. по сравнению с проектным. Максимальный темп разбуривания на месторождении отмечается в 2021 году, который составил 35 единицы.

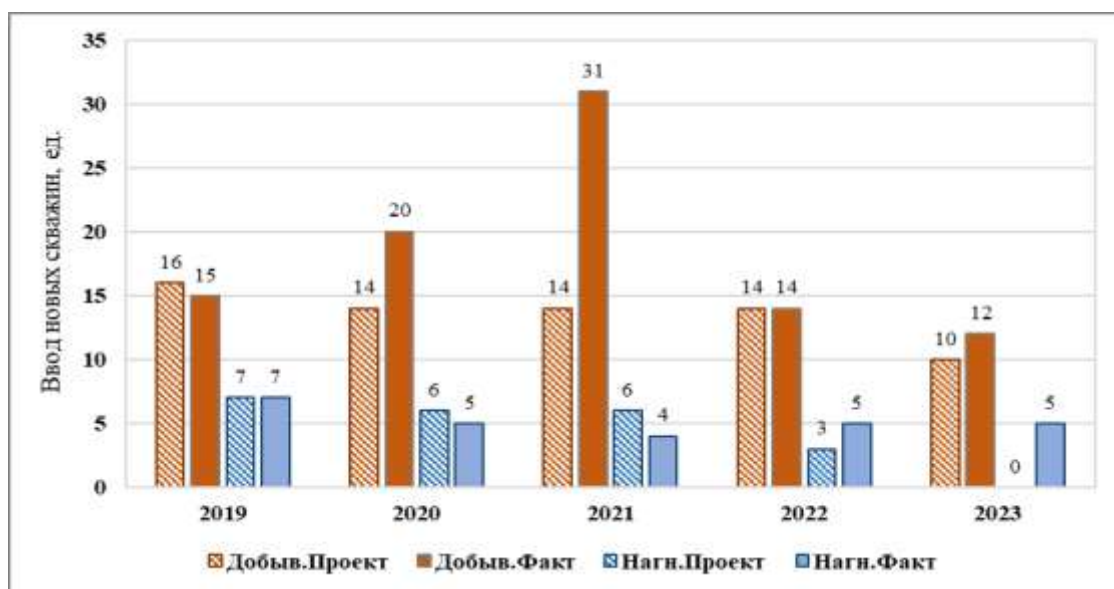


Рисунок 3.2.3-Ввод новых скважин из бурения за период 2019-2023 гг.

В таблице 3.2.9 представлены сведения по новым скважинам, введенным за 2019-2023 гг. (начальный средний дебит нефти и жидкости, обводненность, добыча нефти). ГРП проведен в 16 новых пробуренных скважинах. Объем накопленной добычи нефти из 92 добывающих скважин составил 589,2 тыс.т.

Таблица 3.2.9- Месторождение Асар. Средние дебиты новых скважин за период 2019-2023 гг.

Годы	Всего скв	Средние дебиты, т/сут						ГРП	Накопленная добыча нефти, тыс.т
		Начальные			Текущие на 01.01.2024 г.				
		Qж	% в	Qн	Qж	% в	Qн		
2019	15	26,9	26,9	9,6	21,7	63,9	7,1	1	194,6
2020	20	33	63	7,3	14	59,4	5,5	6	173,4
2021	31	18,6	61,8	7,1	14,6	28,8	5,1	7	177,5
2022	14	24,3	68,6	7	21,2	68,4	4,9	0	29,2
2023	12	20,5	64	4	18,8	51	6,9	2	14,6
	92							16	589,2



Как видно из рисунка 3.2.4, текущие дебиты новых скважин снижаются относительно начальных, в 2023 году текущий дебит нефти увеличился до 7,0 т/сут по сравнению с начальным дебитом нефти.

Максимальный средний пусковой дебит скважин наблюдается в 2019 году, т.к. в эксплуатацию введены 15 вертикальных скважин, из которых 3 скважины вступили в разработку с высокими дебитами по нефти. Пусковые дебиты нефти новых вертикальных скважин изменяются от 4,0 т/сут в 2023 году до 9,6 т/сут в 2019г., в среднем составив 7,0 т/сут, при средней обводненности 57,0%. Текущие дебиты пробуренных скважин составляют 6,0 т/сут, при обводненности 54,0%. Высокие пусковые дебиты новых скважин объясняются тщательным подбором и при недостижении проектного дебита проведением в них ГРП.

Новые пробуренные скважины характеризуются высокой обводненностью продукции скважин за исключением 2019 г. 19 % нового добывающего фонда вступило в эксплуатации содержанием воды более 90%. Текущая обводненность ниже начальной или на уровне начальной, что связано пробуренные скважины были переведены на вышележащие горизонты (рисунок 3.2.5).

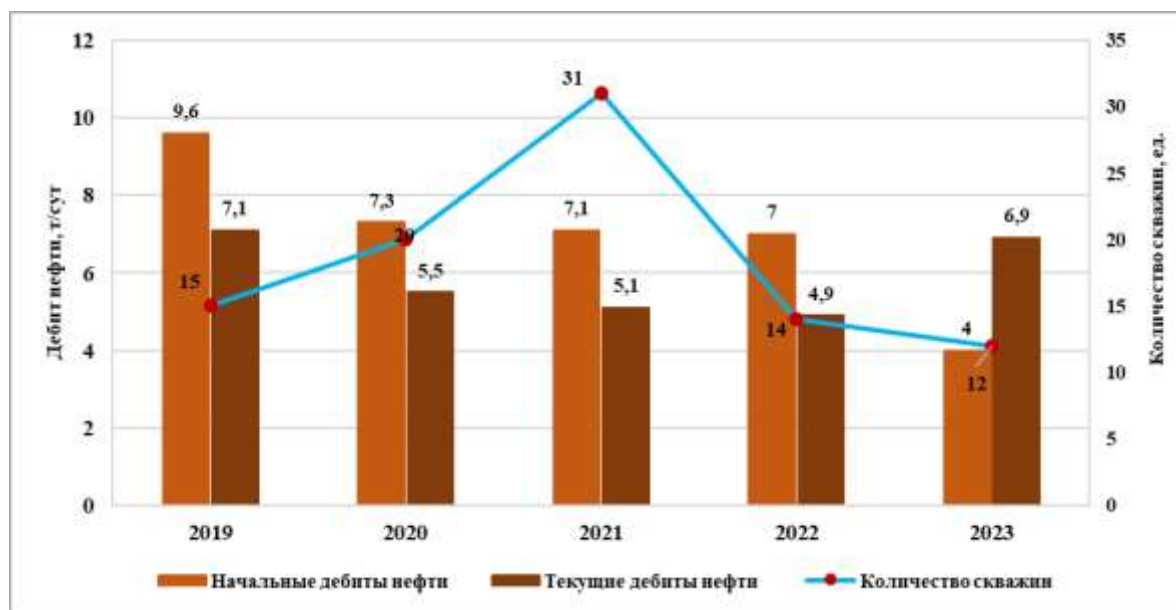


Рисунок 3.2.4-Месторождение Асар. Сравнение начальных и текущих дебитов нефти



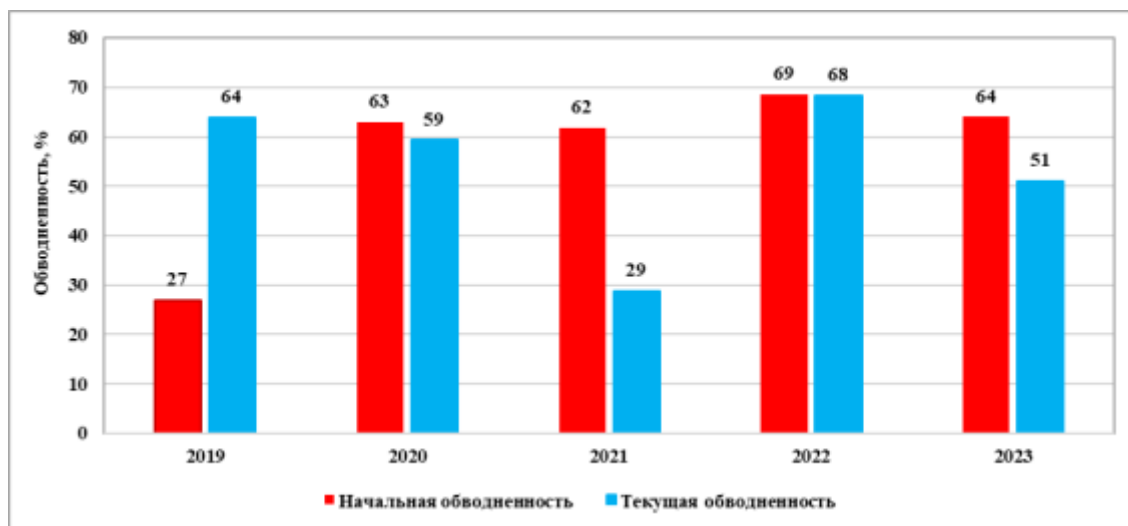


Рисунок 3.2.5- Сравнение начальной и текущей обводненности новых скважин

Максимальное снижение текущей приемистости наблюдается в скважинах, пробуренных в 2020 и 2021 гг., что вероятно, связано загрязнением призабойной зоны скважин в процессе разработки и требуется разработка и проведение мероприятий по очистке ПЗП (рисунок 3.2.6).



Рисунок 3.2.6- Сравнение начальной и текущей приемистости новых скважин



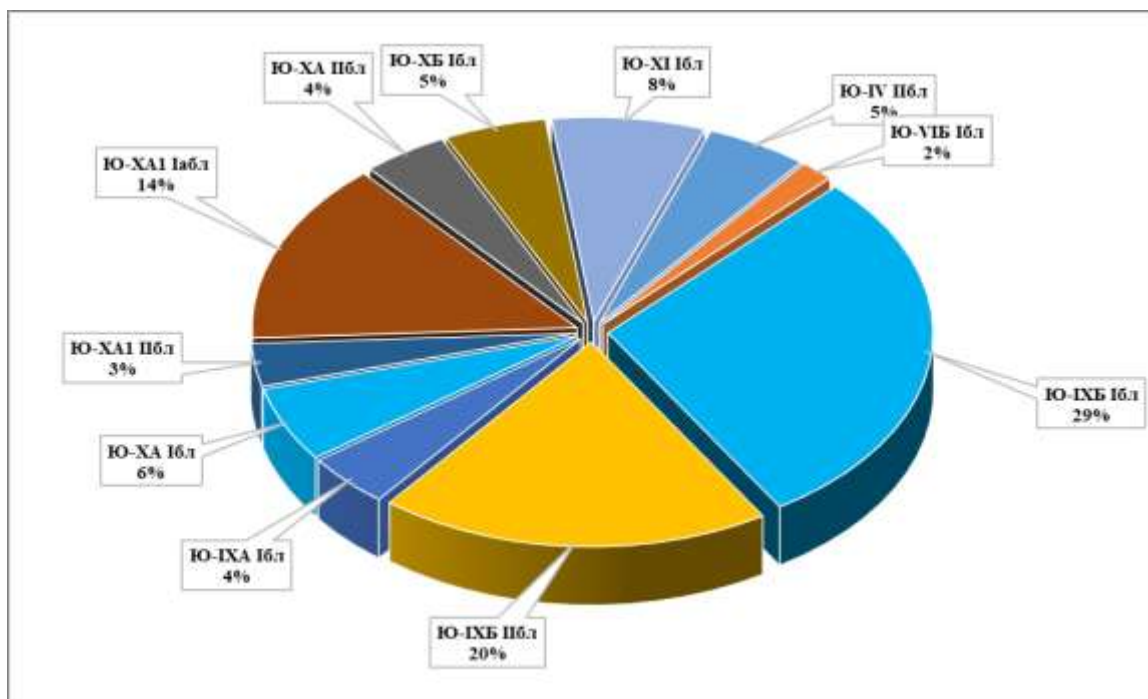


Рисунок 3.2.7- Распределение фонда новых скважин за анализируемый период по объектам

Анализ бездействующего фонда скважин

На дату отчета количество бездействующего фонда скважин месторождения Асар по добывающему фонду составил 40 единиц, по нагнетательному фонду 24 единицы.

В добывающем бездействующем фонде по причине обводнения простаивает 20 скважин (50%), с дефектом эксплуатационной колонны 7 (18%), нарушение колонны (НЭК) в 4-х (10%) аварии с подземным оборудованием в 2-х (5%), слабый приток в 2-х (5%), технологический простой в 4 (10%) и перекрыт интервал перфорации в одной скважине 1(3%).

В нагнетательном бездействующем фонде: аварии с подземным оборудованием (ПО) в 8ми скважинах (33%), нарушения эксплуатационной колонны в 8ми (33%), закрыт забой посторонним предметом в 4-х (17%) и технологический простой в 4-х скважинах (17%).

За анализируемый период в бездействующий фонд перешло 23 добывающие скважины (4 ед. из-за нарушения эксплуатационной колонны, 14 ед. – с высокой обводненностью, 3 ед. – технологический простой, по 1 ед. – авария подземного оборудования и дефект эксплуатационной колонны) и по нагнетательному фонду 4 ед. находится в технологическом простое и 2 ед с нарушением эксплуатационной колонны.

В таблице 3.2.10 приведено распределение бездействующего фонда по причинам ухода в бездействие. Как видно из таблицы основной причиной по добывающему фонду является высокая обводненность, а по нагнетательному фонду – аварии с подземным оборудованием и нарушение эксплуатационной колонны.



Таблица 3.2.10- Анализ бездействующего фонда скважин по состоянию на 01.01.2024 г.

Причины бездействия	Добывающий фонд	Нагнетательный фонд	Всего
Обводнение	20		20
Авария с подземным оборудованием	2	8	10
Нарушение колонны	4	8	12
Дефект эксплуатационной колонны	7		7
Слабый приток	2		2
Технологический простой	4	4	8
Перекрыты интервал перфорации	1		1
Закрыт забой посторонним предметом		4	4
Итого	40	24	64

Основной количество бездействующих добывающих скважин 29 единиц (73%) простаивает от 7 до 36 лет. В 2022 году по причинам нарушения колонны и по прочим техническим простоям ввели в бездействие 6 скважин (25%).

Как видно из таблицы 3.2.11 основная часть бездействующих скважин приходится на IV и IX горизонты и составляют 18 и 21 единиц соответственно. Скважины, работающие со сроком, превышающим амортизационный период, составляют 24 ед или 25% всех скважин в бездействии.

В рамках текущего отчета разработаны и представлены мероприятия по выводу из бездействия добывающих и нагнетательных скважин, учитывая особенности их текущего технического состояния (Табличное приложение 2)

Таблица 3.2.11- Распределение бездействующих скважин по сроку эксплуатации

Горизонты	Количество скважин		Срок эксплуатации, лет									
			<5		5-20		20-30		30-40		>40	
	доб	наг	доб	наг	доб	наг	доб	наг	доб	наг	доб	наг
Основные объекты												
Ю-IV (Iблок)	12	6	1		1	3	2	2	6	1	2	
Ю-VIб (Iблок)	4	1	1		2				1	1		
Ю-VIIIА (Iблок)		1				1						
Ю-IXБ (Iблок)	14	7	4	2	4	2	2	1	2	1	2	1
Ю-XА (Iблок)		5				3		2				
Ю-XI (Iблок)	2	1		1	1				1			
Ю-IIIБ (Iблок)	1				1							
Ю-IXБ (IIблок)	1		1									
Возвратные объекты												
Ю-IIА (Iблок)	2								1		1	
Ю-IIIАБ (Iблок)	3	1			1				1		1	
Ю-V (Iблок)	1				1							
Ю-VII (Iблок)	1								1			
Ю-IXА (Iблок)	3	5	1				2					
Ю-ХБ (Iблок)	1								1			
Ю-IIIА (IIблок)	1				1							
Всего	40	24	8	3	12	9	6	5	14	3	6	1



3.2.1.2 Характеристика отборов нефти, жидкости и газа

С начала разработки по состоянию на 01.01.2024 г. с залежей месторождения отобрано 7145,2 тыс. т нефти, 15507 тыс. т жидкости и 572 млн. м³ газа, в пласты закачано 24553 тыс. м³ воды с накопленной компенсацией отборов 141,2 %. Отбор нефти от утвержденных извлекаемых запасов составляет 47 % при текущей обводненности продукции скважин 64%. Текущий коэффициент извлечения нефти – 0,140 д.ед., при утвержденной величине 0,297 д.ед. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов на 01.01.2024 г. составил 2,2%. Отборы нефти, жидкости и растворенного газа за 2024 г. составляют соответственно 330,8 тыс. т, 917,4 тыс. т и 31,6 млн. м³.

Динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению за период с 2019 – 2023 гг. приведена на рисунке 3.2.8 и в таблице 3.2.12

При сравнении фактических показателей разработки с проектными значениями в целом по месторождению отмечается следующее:

С 2019 по 2021 гг. наблюдается отставание фактического уровня добычи нефти от проектного показателя на 14%, 23%, 2% тыс. т соответственно. В 2022 г добыча нефти превышает проектный уровень на 7%, которое обусловлено вводом высокодебитных по нефти новых скважин. На 01.01.2024 г уровень добычи нефти и жидкости ниже запроектированного на 82 тыс.т (25%) и 435,2 тыс.т (47%) соответственно, которое в первую очередь связано с недостижением проектного фонда скважин.

Среднегодовые дебиты нефти за 2019-2020 гг на уровне проектных значений, в 2021 – 2022 гг превышают проектные на 10 и 13% соответственно. На дату анализа дебит нефти на уровне проектного и составляет 6,3 т/сут. Обводненность продукции скважин в 2019-2020 гг превышает проектный на 6% и 5% с постепенным ежегодным снижением в последующие годы.

В период 2019-2022 годы объемы закачиваемой в пласты воды превышают проектные в среднем на 30% в связи с ростом среднегодовой приемистости нагнетательных скважин на 25 м³/сут, при этом действующий фонд скважин отстает на 3 и 6 ед. по сравнению с проектом. Фактическая закачка воды в 2023 г отстает от проектного показателя на 130 тыс. м³, при этом приемистость скважин превышает проектный уровень на 14,8 м³/сут.

С 2019 по 2023 годы наблюдается недостижение фактического действующий добывающего фонда скважин проектного из-за выбытия скважин в бездействие и в консервацию. Действующий нагнетательный фонд скважин за период с 2020 по 2023 годы снижается от одной до 6 ед.



Таблица 3.2.12- Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению

№№ п/п	Показатели		Годы				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	2		3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, всего тыс. т/год	Проект	342,8	360,2	368	374,2	412,6
		Факт	301,0	293,7	359,8	400,1	330,8
2	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Проект	5802,7	6162,9	6530,8	6905,1	7317,7
		Факт	5760,8	6054,5	6414,3	6814,4	7145,2
3	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	Проект	36,8	38,3	38,9	39,7	43,69
		Факт	27,3	26,2	34,9	38,4	31,6
4	Накопленная добыча газа, млн. м ³	Проект	450,2	488,5	527,3	567,1	610,8
		Факт	440,4	466,9	501,9	540,3	571,9
5	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	Проект	0,131	0,139	0,147	0,155	0,143
		Факт	0,130	0,136	0,144	0,153	0,140
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	Проект	2,9	3,0	3,1	3,1	2,7
		Факт	2,5	2,5	3,0	3,3	2,2
7	Темп отбора от текущих запасов, %	Проект	5,3	5,8	6,3	6,9	5,0
		Факт	4,6	4,7	6,1	7,2	3,9
8	Обводненность среднегодовая (по весу), %	Проект	64	64	66	68	69
		Факт	70	69	65	63	64
9	Добыча жидкости, всего, тыс. т/год	Проект	953	1000,6	1072,4	1172,7	1352,6
		Факт	987	957,5	1027,5	1091,7	917,4
10	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Проект	11478,4	12478,9	13551,3	14724	16076,6
		Факт	11512,4	12469,9	13497,4	14589,1	15506,5
11	Закачка рабочего агента, годовая, тыс. м ³	Проект	1526,3	1348,4	1395,5	1477,9	1655,7
		Факт	1667,4	1473,2	1545	1726,2	1525,2
12	Накопленная закачка, тыс. м ³	Проект	18125,1	19473,5	20869	22346,9	24002,6
		Факт	18266,1	19739,3	21301,2	23029,8	24553,0
13	Компенсация отборов жидкости, текущая, %	Проект	157,3	132,3	128	124,3	120,9
		Факт	161	147	141	148	155
14	Накопленная компенсация, %	Проект	159,8	145,4	139,2	146,7	153,2
		Факт	139,1	139,7	139,7	140,4	141,2
15	Газовый фактор, м ³ /т	Проект	107	106	106	106	106
		Факт	91	89	97	96	96
16	Коэффициент использования доб. скважин, доли ед.	Проект	0,811	0,871	0,927	0,966	1,00
		Факт	0,808	0,844	0,871	0,804	0,797
17	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, доли ед.	Проект	0,93	0,93	0,81	0,78	0,79
		Факт	0,819	0,750	0,804	0,846	0,823
18	Ввод добывающих скважин из бурения	Проект	16	14	14	14	10
		Факт	15	20	31	14	12
19	Ввод нагнетательных скважин из бурения	Проект	7	6	6	3	0
		Факт	7	5	4	5	5
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Проект	132	147	164	179	196
		Факт	120	145	170	189	197
21	в т.ч. действующих	Проект	107	128	152	173	196
		Факт	98	119	148	152	157
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Проект	59	63	66	67	61
		Факт	61	63	68	79	85
23	в т.ч. действующих	Проект	42	48	55	59	61
		Факт	43	45	49	55	60
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	Проект	9,4	8,3	7,1	6,4	6,2
		Факт	9,2	8,2	8	7,4	6,3
25	По жидкости, т/сут	Проект	26,2	23	20,8	20	20,3
		Факт	30,1	26,8	22,7	20,1	17,4
26	Средняя приемистость нагнетательной скв., м ³ /сут	Проект	104,8	81	73,2	72,2	78,3
		Факт	134,9	100	100,2	107,7	93,1
27	Выработанность запасов, %	Проект	48,5	51,5	54,6	57,7	48,1
		Факт	48,1	50,6	53,6	56,9	47,0



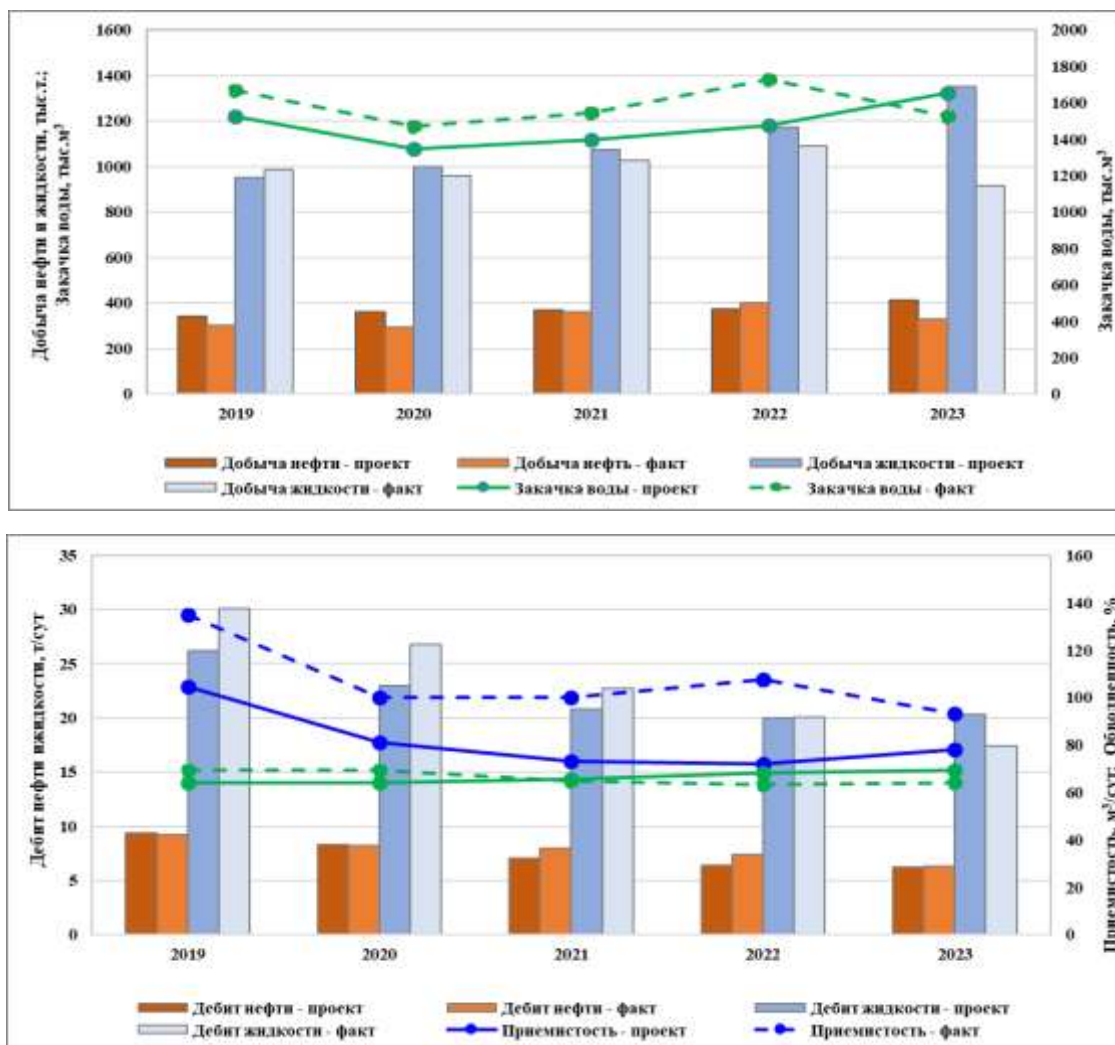


Рисунок 3.2.8- Сравнение технологических показателей разработки месторождения за 2019-2023 гг.

Основные объекты разработки I блока

Ю-IV горизонт (I объект разработки)

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленный отбор по объекту составил 1077,8 тыс. т нефти, 2441,7 тыс. т жидкости и 73,5 млн. м³ растворенного газа, в пласты закачано 5267,2 тыс. м³ воды, компенсируя объем отбираемой жидкости на 219%, отбор от извлекаемых запасов составил 62,1%. Текущий коэффициент извлечения нефти - 0,194 д.ед.

На рисунке 3.2.9 и в таблице 3.2.13 приведена динамика основных технологических показателей разработки Ю-IV горизонта за период с 2019 - 2024гг.

В период 2019-2022 гг. фактический уровень добычи нефти выше проектных показателей, на 1,6 (9,5%), 5,1 (45%), 5,3 (49%) и 1,4 (8,2%) тыс. т соответственно, за счет фактического большего дебита по нефти, чем по проекту. На 01.01.2024 г фактическая добыча нефти практически соответствует проектной. Обводненность добываемой продукции, за период 2019-2023 гг. ниже проектных значений в пределах от 3 до 17%.

Среднегодовые дебиты по нефти и жидкости в 2019-2022 гг. выше проектных значений на 16%-115%, 3%-42% соответственно, на дату анализа дебит нефти также



превышает проектный на 88%, дебит жидкости незначительно отстает на 4%. Объем закачиваемой воды в пласты в 2019-2021 гг. и за 2022 г. выше проектных показателей на 18%, 34%, 61% и 45%, соответственно. Фактическая среднегодовая приемистость нагнетательных скважин в 2019-2023 гг. превышают проектные показатели.

Текущий коэффициент нефтеизвлечения практически на уровне проектных. Темпы отборов нефти от начальных (НИЗ) и текущих (ТИЗ) извлекаемых составили соответственно 1,3% и 3,2%.

За анализируемый период наблюдается отставание фактического действующего добывающего фонда скважин от проектных. Действующий нагнетательный фонд скважин за 2019-2020 гг. соответствует проекту, с 2021 по 2023 гг. незначительно отстает от проектных показателей.

Фактически за анализируемый период ввод скважин из бурения отсутствует, хотя проектом в 2021-2022 гг. предусмотрено введение 5-и добывающих скважин и 3-х нагнетательных скважин.

Таблица 3.2.13- Сравнение основных показателей разработки по I объекту (Ю-IV горизонт)

№№ п/п	Показатели		Годы				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	2		3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс. т	Проект	16,9	11,4	11,1	17,5	22,8
		Факт	18,5	16,5	16,5	18,9	22,3
2	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Проект	996,9	1008,3	1019,5	1037	1059,8
		Факт	998,5	1015	1031,5	1050,4	1077,8
3	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	Проект	2	1,3	1,3	2,1	2,7
		Факт	1,7	1,5	1,6	1,8	2,1
4	Накопленная добыча газа, млн. м ³	Проект	66,8	68,1	69,4	71,5	74,2
		Факт	66,5	68	69,6	71,4	73,5
5	Коэффициент нефтеизвлечения, д. ед.	Проект	0,189	0,191	0,193	0,200	0,191
		Факт	0,189	0,192	0,195	0,200	0,194
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	Проект	1,2	0,8	0,8	1,2	1,31
		Факт	1,3	1,2	1,2	1,3	1,28
7	Темп отбора от текущих запасов, %	Проект	3,9	2,7	2,7	4,3	3,3
		Факт	4,1	3,8	4	4,8	3,2
8	Обводненность среднегодовая (по весу), %	Проект	80,8	81,1	81,4	81,8	82
		Факт	78,1	78,4	76,4	72,5	65
9	Добыча жидкости, тыс. т	Проект	87,8	60,3	59,6	96,1	128,7
		Факт	84,7	76,2	69,6	68,8	64,4
10	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Проект	2165,9	2226,2	2285,8	2382	2510,7
		Факт	2162,6	2238,8	2308,4	2377,3	2441,7
11	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	Проект	113,1	77,7	76,7	123,4	164,8
		Факт	133,3	104,3	123,8	179,1	152,3
12	Накопленная закачка, тыс. м ³	Проект	4687,5	4765,1	4841,8	4965,2	5130
		Факт	4707,7	4811,9	4935,7	5114,8	5267,2
13	Компенсация отборов жидкости, текущая, %	Проект	136,7	136,5	136,4	120	120
		Факт	155	135	174	242	219
14	Накопленная компенсация, %	Проект	155,3	154,2	153,4	152,6	152
		Факт	191	190	189	191	191
15	Газовый фактор, м ³ /т	Проект	117,3	117,3	117,3	117,3	117
		Факт	91,1	88,4	97	95,8	95
16		Проект	0,52	0,63	0,83	1,00	1,000



	Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	Факт	0,47	0,56	0,53	0,45	0,478
17	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	0,87	0,93	1	0,945	0,864
18	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	Проект	-	-	2	2	1
		Факт	-	-	-	-	-
19	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	Проект	-	-	2	1	-
		Факт	-	-	-	-	-
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Проект	21	19	18	19	20
		Факт	19	18	17	20	23
21	в т.ч. действующих	Проект	11	12	15	19	20
		Факт	9	10	9	8	11
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Проект	9	8	8	8	7
		Факт	9	9	10	10	10
23	в т.ч. действующих	Проект	3	3	5	6	7
		Факт	3	3	4	4	4
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	Проект	5	3,6	3	3,3	3,4
		Факт	5,8	4,8	4,8	7,1	6,4
25	По жидкости, т/сут	Проект	25,9	18,9	16,1	18,2	19,4
		Факт	26,6	22,3	20,3	25,9	18,6
26	Средняя приемистость нагнетательной скв., м ³ /сут	Проект	108,7	90,5	73,7	71,2	96,1
		Факт	126,5	97,1	114,5	146,6	125,7
27	Выработанность запасов, %	Проект	69,9	70,7	71,4	72,1	61,0
		Факт	70	71,1	72,3	73,6	62,1

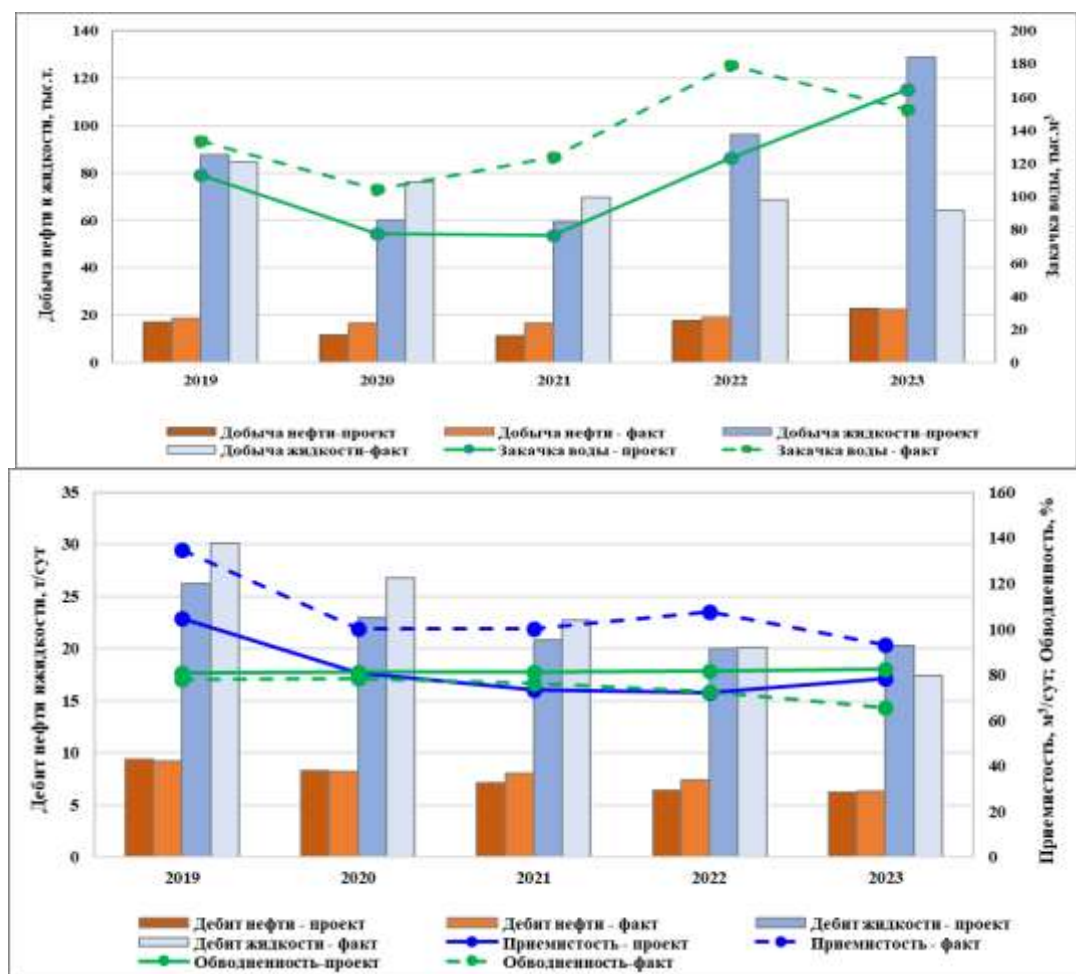


Рисунок 3.2.9- Сравнение проектных и фактических показателей по I объекту (Ю-IV горизонт) разработки



Ю-VIБ горизонт (II объект разработки)

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленный отбор по объекту составил 268,2 тыс. т нефти, 482,9 тыс. т жидкости и 23,1 млн. м³ растворенного газа, в пласты закачано 973,6 тыс. м³ воды, компенсируя объем отбираемой жидкости на 167%. Отбор от извлекаемых запасов составил 31,7%, при текущем коэффициенте извлечения нефти 0,10 д.ед.

На рисунке 3.2.10 и в таблице 3.2.14 приведена динамика основных технологических показателей разработки Ю-VI Б горизонта за период с 2019 - 2023гг.

За анализируемый период добыча нефти и жидкости ежегодно увеличивается с 8,9 тыс. т и 21,4 тыс. т в 2019 г. и достигает 47,6 тыс. т и 78 тыс. т в 2023 г. соответственно, что является следствием ежегодного роста скважин перевода из нижележащего горизонта Ю-IXБ, а так же действующего фонда добывающих скважин.

Фактический средний дебит нефти и жидкости за весь анализируемый период превышает проектные показатели, при фактической обводненности на уровне проектного значения, то есть в среднем 45,4 %.

Объем закачиваемой 2019-2020 гг в пласты воды выше проектных показателей в 2 раза, в 2021-2023 гг., в 5 и 8,8 раз. Фактическая среднегодовая приемистость нагнетательных скважин и текущая компенсация отборов за анализируемый период превышают проектные показатели.

В 2023 г. добыча нефти составила 47 тыс. т, жидкости 78 тыс. т и 4,5 млн. м³ растворенного в нефти газа. Обводненность добытой продукции составила 40%. Темпы отборов нефти от начальных (НИЗ) и текущих (ТИЗ) извлекаемых запасов составили соответственно 5,6% и 7,5%. Фонд действующих добывающих составил 13 скважины. Фонд действующих нагнетательных скважин составил 5 ед. Среднегодовой дебит по нефти и жидкости составил соответственно 11,5 т/сут и 19,1 т/сут.



Таблица 3.2.14- Сравнение основных показателей разработки по II объекту (Ю-VIB горизонт)

№№ п/п	Показатели		Годы				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	2		3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс. т	Проект	8,2	10,9	11,3	10,9	11,2
		Факт	8,9	21,6	35,2	47,6	47
2	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Проект	116,1	127	138,3	149,2	160,4
		Факт	116,8	138,4	173,6	221,3	268,2
3	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	Проект	0,7	0,9	1	0,9	0,97
		Факт	0,8	2	3,4	4,5	4,49
4	Накопленная добыча газа, млн. м ³	Проект	8,6	9,5	10,5	11,5	12,47
		Факт	8,7	10,6	14,1	18,6	23,09
5	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Проект	0,067	0,073	0,079	0,09	0,06
		Факт	0,067	0,079	0,1	0,127	0,10
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	Проект	1,7	2,3	2,3	2,3	1,3
		Факт	1,8	4,5	7,3	9,9	5,6
7	Темп отбора от текущих запасов, %	Проект	2,2	3	3,2	3,2	1,6
		Факт	2,4	5,9	10,2	15,4	7,5
8	Обводненность среднегодовая (по весу), %	Проект	43,8	44,8	45,9	47	48
		Факт	58,9	48,9	37,1	42,6	40
9	Добыча жидкости, тыс. т	Проект	14,5	19,8	20,8	20,6	21,7
		Факт	21,4	42,4	56,1	83	78
10	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Проект	216,7	236,5	257,3	278	299,7
		Факт	223,4	265,8	321,9	404,9	482,9
11	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	Проект	51,7	35,2	29,5	29,1	30,5
		Факт	113	80,6	207,6	250,3	157,5
12	Накопленная закачка, тыс. м ³	Проект	216,4	251,5	281	310,1	340,6
		Факт	277,6	358,2	565,7	816,1	973,6
13	Компенсация отборов жидкости, текущая, %	Проект	369	184,1	147	120	120
		Факт	473,2	163,6	303,1	252,5	167,1
14	Накопленная компенсация, %	Проект	70,3	75,2	77,1	76,8	77
		Факт	116,8	126,6	165,8	190,4	191
15	Газовый фактор, м ³ /т	Проект	86,4	86,4	86,4	86,4	86,6
		Факт	90,6	90,9	97,1	95,3	95,5
16	Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	Проект	0,8	1,00	1,00	1,00	1,00
		Факт	0,71	0,82	0,83	0,81	0,765
17	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	0,68	0,70	0,94	0,85	0,86
18	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
19	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	Проект	1	-	-	-	-
		Факт	1	-	-	-	1
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Проект	5	5	5	6	7
		Факт	7	11	12	16	17
21	в т.ч. действующих	Проект	4	5	5	6	7
		Факт	5	9	10	13	13
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Проект	4	4	4	4	4
		Факт	4	3	4	5	6
23	в т.ч. действующих	Проект	4	4	4	4	4
		Факт	4	3	4	4	5
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	Проект	6,8	7,1	6,6	5,8	5,1
		Факт	7	9,3	10,2	12,7	11,5
25	По жидкости, т/сут	Проект	12,1	12,9	12,3	11	9,8
		Факт	17	18,3	16,2	22,1	19,1
26	Средняя приемистость нагнетательной скв., м ³ /сут	Проект	42,3	25,4	21,3	21	22
		Факт	138	71,9	160,8	184,1	125,5
27	Выработанность запасов, %	Проект	24	26,3	28,6	30,9	19,0
		Факт	24,1	28,6	35,9	45,8	31,7



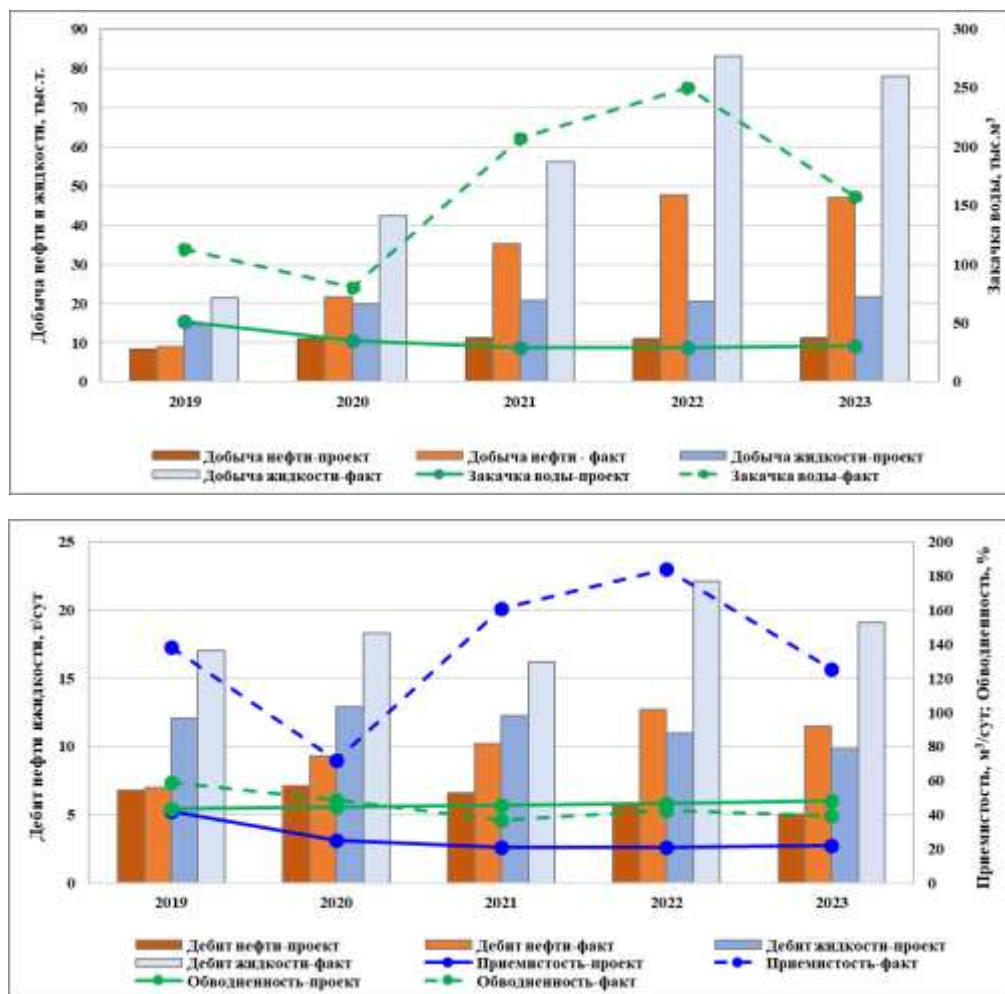


Рисунок 3.2.10-Сравнение проектных и фактических показателей по II объекту (Ю-VIB горизонт) разработки

Ю-VIIB горизонт (III объект разработки)

В настоящее время объект не разрабатывается. Единственная скважина №59 пробывала в эксплуатации 16 дней, отобрав из объекта 29 т нефти и 42 т жидкости. Эксплуатацию объекта согласно проекта [25], предусмотрено включить в разработку с 2023 года. Однако из-за отсутствия бурения объект не введен в эксплуатацию

Ю-IXБ горизонт (IV объект разработки)

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленный отбор по объекту составил 2164,2 тыс. т нефти, 4304,4 тыс. т жидкости и 182,1 млн. м³ растворенного газа, в пласты закачано 7963,1 тыс. м³ воды, компенсируя объем отбираемой жидкости на 220%. Отбор от извлекаемых запасов составил 62,2%, при текущем коэффициенте извлечения нефти - 0,179 д.ед. На рисунке 3.2.11 и в таблице 3.2.15 приведена динамика основных технологических показателей разработки Ю-IXБ горизонта за период с 2019 – 2023 гг.

В динамике в период 2019-2022 гг годовые отборы нефти и жидкости стабилизированы на уровне соответственно 104,3-109,7 тыс. т и 298,7-319,6 тыс. т, что ниже проектных показателей соответствующего периода. При этом в этот период были пробурены 15 добывающих скважин, а также низкопродуктивные скважины переведены



переведены на вышележащие объекты (ПВЛГ). Обводненность добываемой продукции за рассматриваемый период выше проекта на 10%, составляя 70% против проектного-67%.

На 01.01.2024 г фонд действующих добывающих скважин составляет 39 ед против проектного 45 ед, фонд действующих нагнетательных скважин составляет 18 ед. против проектного 17 ед. Объем закачиваемой в пласт воды не достигает проектного уровня на 9,6 тыс. м³. В 2023 г. добыча нефти составила 69,8 тыс. т, жидкости 229 тыс. т и 6,6 млн. м³ растворенного в нефти газа. Обводненность добытой продукции составила 70%. Темпы отборов нефти от начальных (НИЗ) и текущих (ТИЗ) извлекаемых запасов составили соответственно 2% и 5%.

Таблица 3.2.15-Сравнение основных показателей разработки по IV объекту (Ю-IXБ горизонт)

№№ п/п	Показатели		Годы				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	2		3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс. т	Проект	144,4	143,2	138,4	133,4	130,1
		Факт	109,7	105,9	105,2	104,3	69,8
2	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Проект	1798,5	1941,7	2080,1	2213,5	2343,6
		Факт	1777,7	1883,6	1988,8	2093	2162,8
3	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	Проект	16,4	16,3	15,7	15,2	14,77
		Факт	10	9,4	10,2	10	6,6
4	Накопленная добыча газа, млн. м ³	Проект	151,1	167,4	183,1	198,2	212,97
		Факт	145,9	155,4	165,6	175,6	182,2
5	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Проект	0,2	0,2	0,2	0,2	0,194
		Факт	0,157	0,166	0,176	0,185	0,179
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	Проект	4,5	4,4	4,3	4,1	3,7
		Факт	3,4	3,3	3,2	3,2	2,0
7	Темп отбора от текущих запасов, %	Проект	10	9,9	10,7	11,5	10,3
		Факт	7	7,2	7,8	8,3	5,0
8	Обводненность среднегодовая (по весу), %	Проект	55,6	57,9	61	64,1	67
		Факт	65,7	65,6	67,5	65,1	70
9	Добыча жидкости, тыс. т	Проект	325,3	340	355,2	371,8	396,6
		Факт	319,6	307,8	323,3	298,7	229,4
10	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Проект	3072,9	3413,2	3768,3	4140,1	4536,7
		Факт	3145,2	3453	3776,3	4075	4304,4
11	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	Проект	778,6	605	541	516,5	544,3
		Факт	692,8	557,1	572,4	632,9	534,7
12	Накопленная закачка, тыс. м ³	Проект	5751,7	6356,7	6897,8	7414,3	7958,6
		Факт	5665,9	6223	6795,5	7428,3	7963
13	Компенсация отборов жидкости, текущая, %	Проект	245,3	182,8	157,1	138,2	213
		Факт	196	163,7	159,5	191,9	220
14	Накопленная компенсация, %	Проект	125,6	126	124,9	122,6	122
		Факт	170,9	170,3	169,3	171	171,2
15	Газовый фактор, м ³ /т	Проект	113,5	113,5	113,5	113,9	113,5
		Факт	90,8	89	97,1	96	94,6
16	Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	Проект	0,8	0,9	0,9	0,96	1,00
		Факт	0,8	0,8	0,8	0,76	0,74
17	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	0,7	0,8	0,9	0,85	0,914
18	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	Проект	3	3	3	3	3
		Факт	1	8	7	1	2
19	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	Проект	1	1	1	1	-
		Факт	1	2	2	2	
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Проект	39	41	44	45	45
		Факт	30	41	44	55	53



21	в т.ч. действующих	Проект	31	35	40	43	45
		Факт	30	39	42	41	39
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Проект	21	22	23	22	17
		Факт	15	16	14	25	25
23	в т.ч. действующих	Проект	15	16	17	18	17
		Факт	15	16	14	17	18
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	Проект	15,5	13,4	11,3	9,7	8,9
		Факт	11,5	9,6	7,8	7,2	5,4
25	По жидкости, т/сут	Проект	34,8	31,8	29,1	27,1	27,2
		Факт	33,5	27,9	24	20,6	17,6
26	Средняя приемистость нагнетательной скв., м ³ /сут	Проект	154,9	112,6	94,6	90,6	102,1
		Факт	142,3	103,7	114,7	135,2	106,1
27	Выработанность запасов, %	Проект	55,5	59,9	64,2	68,3	72,3
		Факт	54,9	58,1	61,4	64,6	66,8

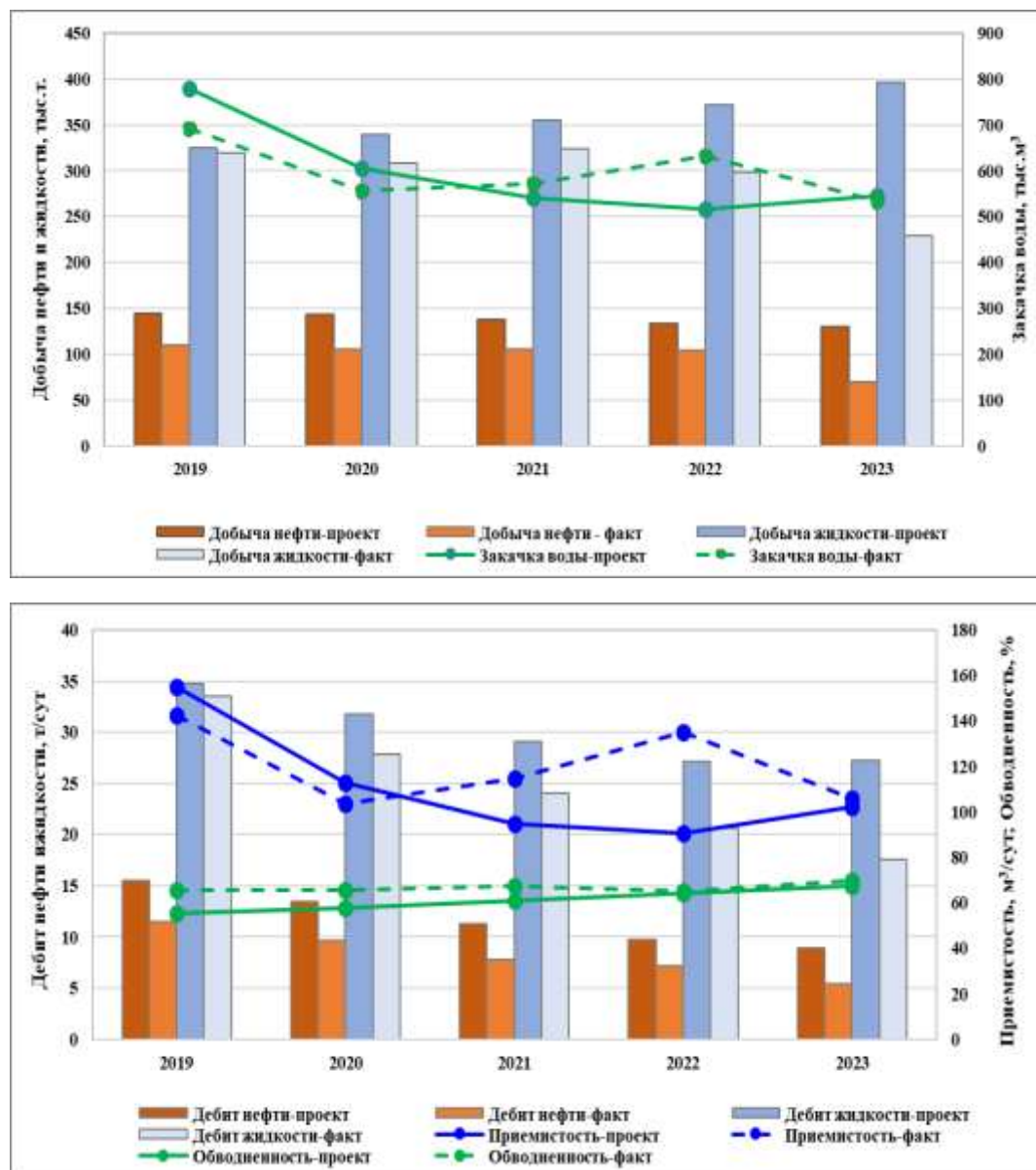


Рисунок 3.2.11- Сравнение проектных и фактических показателей по IV объекту (Ю-IXБ горизонт) разработки



Ю-ХА горизонт (V объект разработки)

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленный отбор по объекту составил 763,7 тыс. т нефти, 1889,8 тыс. т жидкости и 53,2 млн. м³ растворенного газа, в пласты закачано 3497,4 тыс. м³ воды, компенсируя объем отбираемой жидкости на 200%, отбор от извлекаемых запасов составил 57,8%. Текущий коэффициент извлечения нефти 0,170 д.ед.

На рисунке 3.2.12 и в таблице 3.2.16 приведена динамика основных технологических показателей разработки Ю-ХА горизонта за период с 2019 - 2023 гг.

Добыча нефти и жидкости в динамике снижается, а также наблюдается отставание от проектных уровней соответственно (рисунок 3.2.12), что связано со снижением фонда действующих добывающих скважин до 9 ед. За анализируемый период проектным бурением предусмотрено 7 добывающих скважин, из них пробурены всего 2 скважины. Проектное бурение нагнетательного фонда превышает фактическое на 1 единицу.

Объем закачиваемой в пласты воды с 2019 по 2022гг. превышает проектные на 23% соответственно. Фактическая среднегодовая приемистость нагнетательных скважин и текущая компенсация отборов в 2019-2022 гг. превышают проектные показатели. Ежегодное снижение добыча нефти за анализируемый период является следствием недостижения фактического фонда скважин от проектного значения из-за выбытия скважин в бездействие, не реализованном проектном бурении и недостижения коэффициентов нефтеизвлечения. Действующий нагнетательный фонд скважин за 2019г. соответствует проекту, в 2020-2022 гг. не достигают проектных показателей.



Таблица 3.2.16- Сравнение основных показателей разработки по V объекту (Ю-ХА горизонт) за 2019 – 2023гг.

№№ п/п	Показатели		Годы				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	2		3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс. т	Проект	29,3	30,7	29,9	26,6	27,1
		Факт	23,3	14,7	14,2	11,4	9,9
2	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Проект	714,5	745,2	775,1	788,4	815,5
		Факт	708,5	723,3	737,5	748,9	758,8
3	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	Проект	2,5	2,6	2,5	2,24	2,28
		Факт	2,1	1,3	1,4	1,1	0,95
4	Накопленная добыча газа, млн. м ³	Проект	48,9	51,5	54	56,2	58,48
		Факт	48,5	49,8	51,2	52,3	53,25
5	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Проект	0,166	0,173	0,18	0,187	0,182
		Факт	0,165	0,168	0,172	0,174	0,169
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	Проект	2,5	2,6	2,6	2,3	2,0
		Факт	2,00	1,30	1,20	1,00	0,7
7	Темп отбора от текущих запасов, %	Проект	6,1	6,8	7,1	6,8	5,1
		Факт	4,9	3,2	3,2	2,7	1,7
8	Обводненность среднегодовая (по весу), %	Проект	73	73,6	74,2	74,8	75
		Факт	80,5	86,5	81,7	85,4	84
9	Добыча жидкости, тыс. т	Проект	108,6	116,1	116	105,5	110,2
		Факт	119,7	109,2	77,4	78,4	61,9
10	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Проект	1551,9	1668,1	1784	1889,5	1999,7
		Факт	1562,9	1672,1	1749,5	1827,9	1889,8
11	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	Проект	163,6	149,8	149,3	135,5	141,4
		Факт	266,9	208,4	144,7	166,7	121,1
12	Накопленная закачка, тыс. м ³	Проект	2776,6	2926,3	3075,6	3211,2	3352,6
		Факт	2856,5	3064,8	3209,6	3376,3	3497,4
13	Компенсация отборов жидкости, текущая, %	Проект	120	120	120	120	120
		Факт	195,5	165,4	163,5	184,6	200
14	Накопленная компенсация, %	Проект	129,8	128,6	127,5	126,3	126,3
		Факт	169,2	169	168,7	169,4	169,2
15	Газовый фактор, м ³ /т	Проект	84,1	84,1	84,1	84,1	84,1
		Факт	90,6	88,5	97,2	96,1	96,0
16	Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	Проект	1,00	1,00	1,00	1,00	1
		Факт	1,00	0,92	1,00	1,00	1
17	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	0,85	1	0,85	0,888	0,847
18	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	Проект	2	1	1	1	2
		Факт	2	-	-	-	-
19	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	Проект	1	-	1	-	2
		Факт	1	-	-	-	-
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Проект	14	15	16	17	19
		Факт	13	13	12	9	9
21	в т.ч. действующих	Проект	14	15	16	17	19
		Факт	13	12	12	9	9
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Проект	13	12	12	12	10
		Факт	13	12	12	12	12
23	в т.ч. действующих	Проект	9	9	10	10	10
		Факт	9	8	8	5	7
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	Проект	6,9	6,2	5,7	4,7	4,4
		Факт	5	4,1	4,1	3,5	3,6
25	По жидкости, т/сут	Проект	25,5	23,5	22	18,8	18
		Факт	25,9	30	22,3	23,8	22,2
26	Средняя приемистость нагнетательной скв., м ³ /сут	Проект	55,3	51	47,8	39,1	45,6
		Факт	95,8	70,5	58,3	90,9	72,2
27	Выработанность запасов, %	Проект	61,4	64	66,6	68,9	61,7
		Факт	60,9	62,1	63,4	64,3	57,8



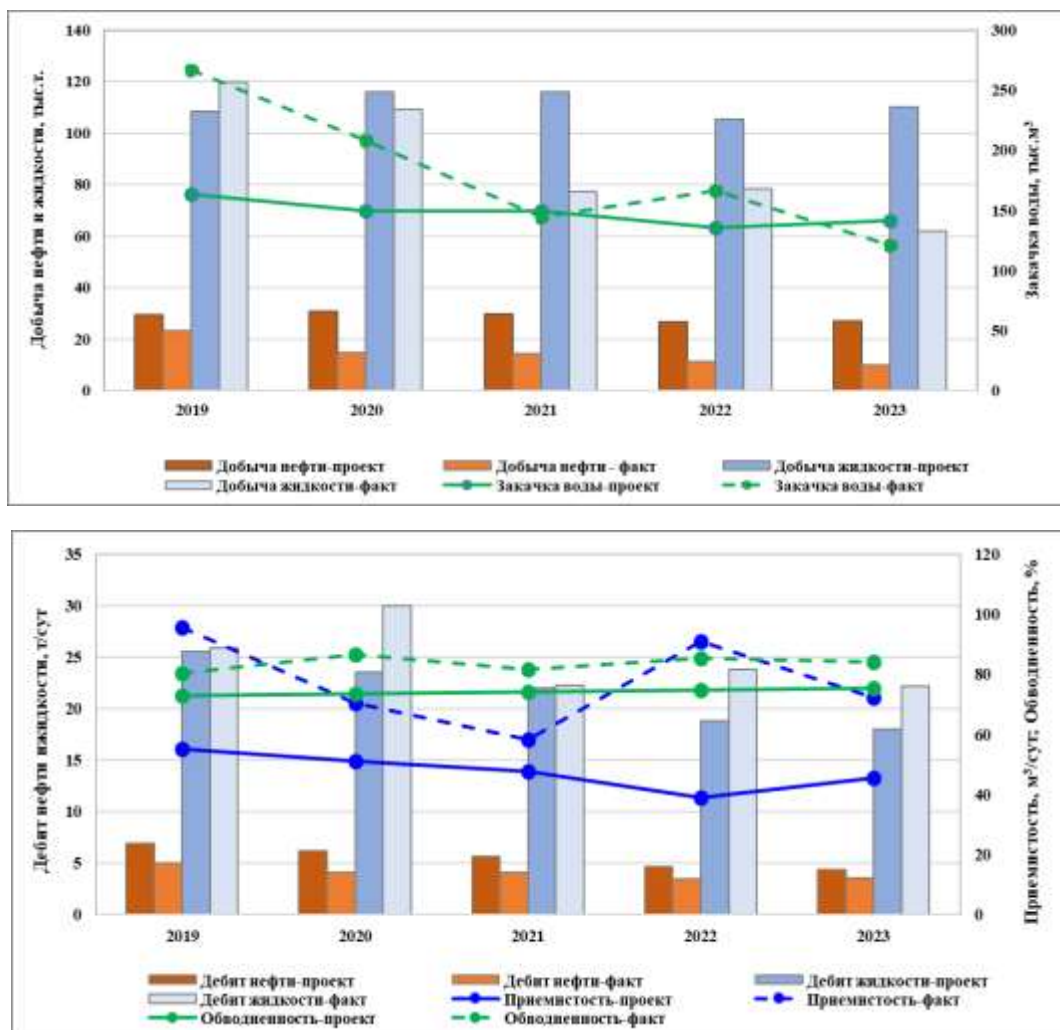


Рисунок 3.2.12- Сравнение проектных и фактических показателей по V объекту (Ю-ХА горизонт) разработки

Ю-ХI горизонт (VI объект разработки)

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленный отбор по объекту составил 293,3 тыс. т нефти, 774,8 тыс. т жидкости и 22,8 млн. м³ растворенного газа, в пласты закачано 1242,8 тыс. м³ воды, компенсируя объем отбираемой жидкости на 94%, отбор от извлекаемых запасов составил 43,6%. Текущий коэффициент извлечения нефти - 0,143 д.ед.

На рисунке 3.2.13 и в таблице 3.2.17 приведена динамика основных технологических показателей разработки Ю-ХI горизонта за период с 2019-2023 гг.

В динамике добычи нефти и жидкости в рассматриваемый период наблюдается снижение и отставание от проектных уровней на 4,1 тыс. т-19 тыс. т (35%-71%) и 4,4тыс. т-74,7тыс. т (9%-63%) соответственно, это происходит на фоне отставания фактического фонда скважин от проектного.

Обводненность добываемой продукции в 2018 г. соответствует проекту, в 2019-2021 гг. выше проектных значений в пределах от 5 до 9%, но в 2022 году обводненность снизилась на 8% относительно проектной.



Среднегодовые дебиты по нефти в 2021 г. на уровне проектного, в 2019-2020 гг. не достигают проектные на 9 и 14% соответственно, а в 2022 г. превышают проектные показатели на 10%. Фактические уровни по дебитам жидкости, в 2020 г. соответствует проектному значению, в 2019 и 2021 гг. фактический дебит жидкости выше проектного на 38 и 12% и в 2022 году снижение составляет 12%.

Объем закачиваемой в пласты воды с 2019-2023 гг. ежегодно снижается из-за снижения фактической среднегодовой приемистости нагнетательных скважин. Текущая компенсация не достигает проекта на всем промежутке анализируемого периода.

Текущий коэффициент нефтеизвлечения в 2019 г. соответствует проекту, а в 2020-2023 г. наблюдается несоответствие в меньшую сторону от проектных показателей.

В рассматриваемый период 2019-2023 гг. действующий добывающий фонд скважин не достигает проектного из-за отсутствия бурения 4-х скважин в 2019 и 2020 годах. Действующий нагнетательный фонд скважин не достигает проектного на одну скважину.

Таблица 3.2.17- Сравнение основных показателей разработки по VI объекту (Ю-ХI горизонт)

№№ п/п	Показатели		Годы				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	Добыча нефти, всего тыс. т	Проект	11,7	18,8	23,3	22,7	26,6
		Факт	7,6	8,1	9,9	10,5	7,6
2	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Проект	253,3	272,1	295,4	318,1	344,7
		Факт	257,2	265,3	275,2	285,7	293,3
3	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	Проект	1	1,6	2	1,9	2,3
		Факт	0,7	0,7	0,9	1	0,7
4	Накопленная добыча газа, млн. ³	Проект	19,8	21,4	23,4	25,3	27,6
		Факт	19,5	20,2	21,1	22,1	22,8
5	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Проект	0,16	0,172	0,187	0,201	0,168
		Факт	0,158	0,163	0,169	0,176	0,143
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	Проект	2,1	3,3	4,1	4	4,0
		Факт	1,3	1,4	1,7	1,9	1,1
7	Темп отбора от текущих запасов, %	Проект	3,6	6	7,9	8,4	7,5
		Факт	2,3	2,6	3	3,5	1,9
8	Обводненность среднегодовая, %	Проект	75,7	74,4	75,4	76	78
		Факт	82,6	78,2	78,4	70,7	83
9	Добыча жидкости, тыс. т	Проект	48,2	73,4	94,8	96,5	119,9
		Факт	43,8	37,4	43,3	35,9	45,2
10	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Проект	617,7	687,3	782,1	878,6	998,5
		Факт	613,1	650,5	693,8	729,6	774,8
11	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	Проект	66	93,3	120,3	122,1	151,3
		Факт	39,6	43,1	50	44,2	42,4
12	Накопленная закачка, тыс. м ³	Проект	1089,4	1182,8	1303,1	1425,1	1576,4
		Факт	1063,1	1106,2	1156,2	1200,4	1242,8
13	Компенсация отборов жидкости, текущая, %	Проект	142,3	131,8	131,6	131,5	120
		Факт	79,1	101,7	101,8	110,2	94
14	Накопленная компенсация, %	Проект	130,6	129,6	127,6	125,2	125
		Факт	158,9	155,5	152	150	149,1
15	Газовый фактор, м ³ /т	Проект	85,4	85,4	85,4	85,4	86,5
		Факт	91	87,9	97,1	95,2	92,1
16	Коэффициент использования доб. скв. д.ед.	Проект	0,88	0,91	0,92	0,92	1,00
		Факт	1	1	1	1	0,714
17	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	0,85	1	0,95	0,971	0,843



18	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	Проект	1	3	1	1	1
		Факт	-	-	1	1	1
19	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	Проект	-	1	-	-	-
		Факт	-	1	-	-	-
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Проект	8	11	12	12	12
		Факт	6	4	3	7	7
21	в т.ч. действующих	Проект	7	10	11	11	12
		Факт	4	3	7	5	5
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Проект	2	3	3	4	4
		Факт	2	3	3	4	4
23	в т.ч. действующих	Проект	2	3	3	4	4
		Факт	2	3	3	3	3
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	Проект	5,3	6,4	6,5	6,1	7,1
		Факт	4,8	5,5	6,5	6,7	4,9
25	По жидкости, т/сут	Проект	20	25,1	26,5	25,8	32,1
		Факт	27,5	25,2	29,8	22,8	29,4
26	Средняя приемистость нагнетательной скв., м³/сут	Проект	129,2	106,5	115,6	99,8	109,1
		Факт	71,9	58,6	46,5	44,2	50,7
27	Выработанность запасов, %	Проект	44,7	48	52,1	56,1	51,3
		Факт	44	45,4	47	48,9	43,6

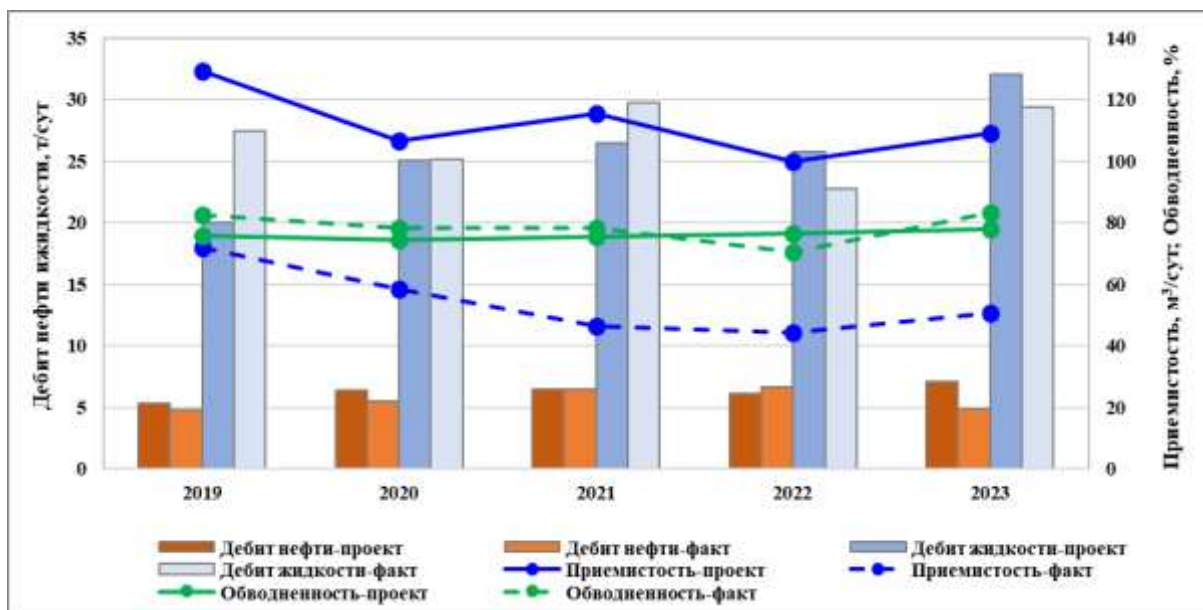
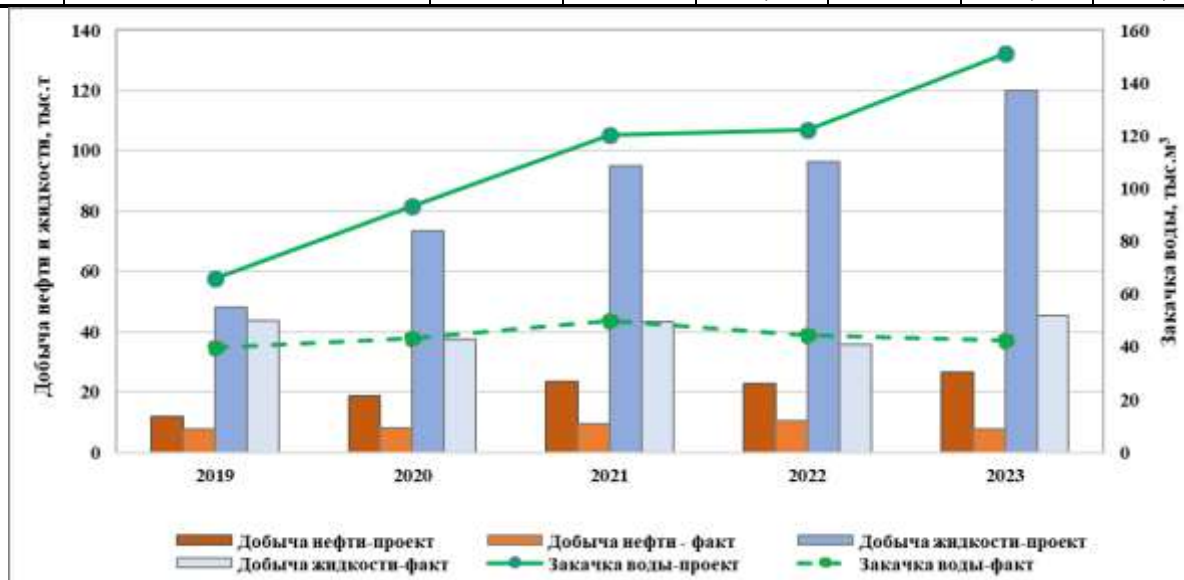


Рисунок 3.2.13- Сравнение проектных и фактических показателей по VI объекту (Ю-XI горизонт)



Основной объект Ia блока**Ю – ХАА₁ горизонт (VII объект разработки)**

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленный отбор в целом по объекту составил 42,4 тыс. т нефти, 149 тыс. т жидкости и 4,1 млн. м³ растворенного газа, в пласты закачано 4,98 тыс. м³ воды, компенсируя объем отбираемой жидкости на 21%, отбор от извлекаемых запасов составил 4,4%. Текущий коэффициент извлечения нефти на уровне 0,046 д.ед.

Динамика основных технологических показателей разработки за период с 2019-2023 гг. приведена на рисунке 3.2.14 и в таблице 3.2.18

За рассматриваемый период добыча нефти не достигает проектных уровней на 1,4 - 2,6 тыс. т (18%-36%) из-за несоответствия фактического фонда проектному. Фактическая добыча жидкости и обводненности колеблется в пределах 10% от проектных показателей.

В 2019-2021 годы фактические уровни дебитов жидкости превышают проектные значения с 30 до 38 % с. Проектным документом предусмотрено бурение на объект 2-х добывающих скважин, которые были реализованы в 2019 году вводом добывающих скважин №401 и 489 из бурения. Вне проекта пробурены и введены в эксплуатацию 2 скважины: добывающая скважина №878 и нагнетательная скважина №779.

Таблица 3.2.18- Сравнение основных показателей разработки по VII объекту (Ю-ХАА1 горизонт)

№.№ п/п	Показатели		Годы				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	2		3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс.	Проект	4,1	7,9	7,6	7,3	7,1
		Факт	4,2	6,5	5,2	4,7	7,1
2	Накопленная добыча нефти, тыс.	Проект	18,0	25,8	33,4	40,8	47,9
		Факт	18,8	25,3	30,6	35,3	42,4
3	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	Проект	0,4	0,8	0,7	0,7	0,7
		Факт	0,5	0,6	0,5	0,5	0,67
4	Накопленная добыча газа, млн. м ³	Проект	1,8	2,5	3,3	4	4,7
		Факт	1,8	2,4	2,9	3,4	4,07
5	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Проект	0,02	0,028	0,036	0,044	0,052
		Факт	0,021	0,028	0,033	0,038	0,046
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	Проект	2,7	5,1	4,9	4,8	4,6
		Факт	3,3	4,2	3,4	3,1	4,6
7	Темп отбора от текущих запасов, %	Проект	2,9	5,8	5,9	6,1	6,3
		Факт	3,6	4,8	4,1	3,8	6,0
8	Обводненность среднегодовая (по весу), %	Проект	71,9	70,2	75,2	78,9	82
		Факт	72,3	77,4	80,9	80,4	68
9	Добыча жидкости, тыс. т	Проект	14,6	26,4	30,7	34,8	38,9
		Факт	18,1	28,7	27,4	24,1	22,2
10	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Проект	57,2	83,6	114,3	149,1	188
		Факт	46,6	75,3	102,7	126,8	149
11	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	4,98
12	Накопленная закачка, тыс. м ³	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	4,98
13	Компенсация отборов жидкости, текущая, %	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	21
14	Накопленная компенсация, %	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	3,5
15	Газовый фактор, м ³ /т	Проект	96,6	96,6	96,6	96,6	98,6



		Факт	91,2	88,6	96,6	97,2	94,4
16	Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	Проект	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
		Факт	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	0,589	0,986	0,990	0,988	0,909
18	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	Проект	2	-	-	-	-
		Факт	2	-	1	-	-
19	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	1
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Проект	3	3	3	3	3
		Факт	3	2	2	3	3
21	в т.ч. действующих	Проект	3	3	3	3	3
		Факт	3	2	2	3	3
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	1
23	в т.ч. действующих	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	1
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	Проект	5,8	7,6	7,3	7,1	8,3
		Факт	7,4	7,9	7,3	6,6	7,1
25	По жидкости, т/сут	Проект	20,5	25,4	29,5	33,4	45,4
		Факт	26,6	35	38,3	33,5	22,3
26	Средняя приемистость нагнетательной скв., м ³ /сут	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	191,5
27	Выработанность запасов, %	Проект	11,7	16,8	21,7	26,5	5,0
		Факт	12,2	16,4	19,9	22,9	4,4

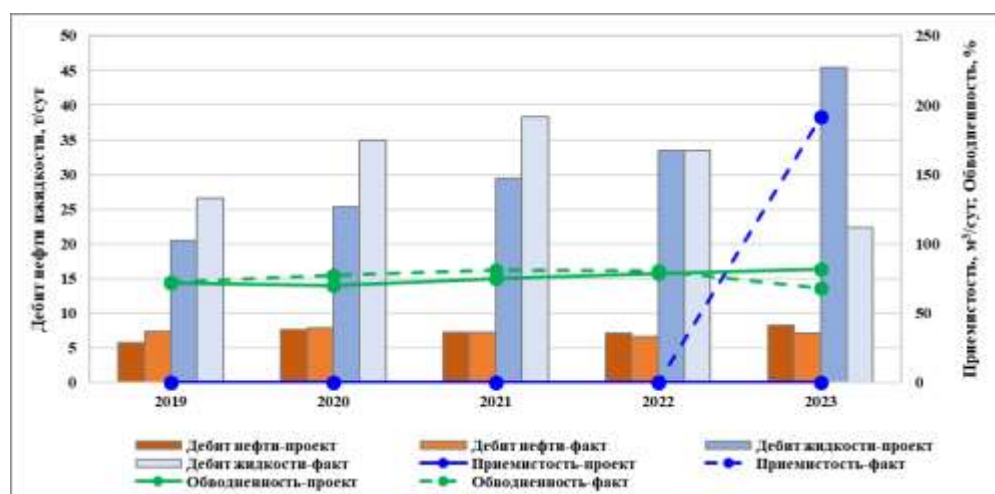
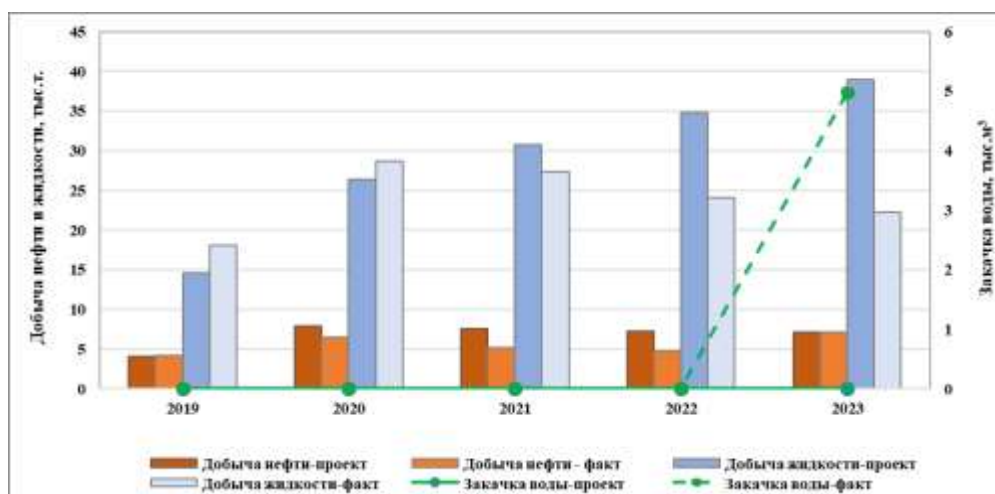


Рисунок 3.2.14- Сравнение проектных и фактических показателей VII объекта Разработки (Ю-ХАА1 горизонт)



Основные объекты II блока***Ю-ПИБ горизонт (VIII объект разработки)***

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленный отбор по объекту составил 131 тыс. т нефти, 235,4 тыс. т жидкости и 12,1 млн. м³ растворенного газа, отбор от извлекаемых запасов составил 18,5%. Текущий коэффициент извлечения нефти - 0,050 д.ед.

Динамика основных технологических показателей разработки Ю-ПИБ горизонта за период с 2019-2023 гг. приведена на рисунке 3.2.15 и в таблице 3.2.19

В динамике добычи нефти наблюдается увеличение добычи нефти за счет ввода новой скважины №773 и перевода скважин (ПВЛГ) №№722, 763 из нижележащего горизонта.

В 2019 и 2020 гг. фактический уровень добычи нефти ниже проектных показателей на 2,2 тыс.т (21%) и 4,2 тыс.т (27%) соответственно, за счет меньшего фактического дебита по нефти и действующего фонда добывающих скважин, чем по проекту, в 2021-2022 гг. больше проектных значений на 17% и 31% за счет большего фактического дебита нефти и выравнивания количества фонда скважин. Аналогичное несоответствие и по добыче жидкости.

Обводненность добываемой продукции в 2019, 2020 и 2022 гг. больше проектных значений в пределах от 14 до 19%, в 2021 г. ниже проектной на 5%.

Среднегодовые дебиты по нефти в 2021 и 2022 гг. выше проектных значений на 81%, 12% и 7% соответственно, в 2019 и в 2020 гг., меньше проектных показателей на 21% и 56%. Фактические уровни по дебитам жидкости, в 2021 и 2022 г. больше проектных значений на 70%, 11% и 24% соответственно, в 2019-2020 гг. меньше на 13% и 49% от проектного значения.

Проектом была предусмотрена организация закачки, которая на дату составления отчета не выполнена в виду отсутствия ввода из бурения нагнетательных скважин.

Текущий коэффициент нефтеизвлечения наблюдается незначительное отклонение от проекта.

В 2023 г. добыча нефти составила 29,8 тыс. т, жидкости 59,5 тыс. т и 12,1 млн. м³ растворенного в нефти газа. Обводненность добытой продукции составила 50%. Темпы отборов нефти от начальных (НИЗ) и текущих (ТИЗ) извлекаемых запасов составили соответственно 4,2% и 4,9%. Фонд действующих добывающих составил 11 скважин.



Таблица 3.2.19- Сравнение основных показателей разработки по VIII объекту (Ю-ШБ горизонт)

№№ п/п	Показатели		Годы				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	2		3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс. т	Проект	10,6	15,5	22	20,4	23
		Факт	8,4	11,3	25,7	26,7	29,8
2	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Проект	39,7	55,2	77,2	97,7	120,7
		Факт	37,5	48,8	74,5	101,2	131
3	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	Проект	1,1	1,5	2,2	2,0	2,3
		Факт	0,8	1	2,5	2,6	2,9
4	Накопленная добыча газа, млн. м ³	Проект	3,4	5	7,2	9,2	11,5
		Факт	3,1	4,2	6,7	9,2	12,1
5	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Проект	0,019	0,027	0,037	0,047	0,046
		Факт	0,018	0,023	0,036	0,049	0,050
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	Проект	1,9	2,7	3,9	3,6	3,2
		Факт	1,5	2	4,5	4,7	4,2
7	Темп отбора от текущих запасов, %	Проект	2	3	4,3	4,2	3,8
		Факт	1,6	2,1	5	5,4	4,9
8	Обводненность среднегодовая, %	Проект	40	41	42	44	45
		Факт	45	48	40	50	50
9	Добыча жидкости, тыс. т	Проект	17,5	26,1	38	36,4	42,2
		Факт	15,3	21,9	42,9	53,5	59,5
10	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Проект	59,8	86	124	160,3	202,5
		Факт	57,6	79,5	122,4	175,9	235,4
11	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	Проект	25,3	45,8	52,2	60,3	70
		Факт	-	-	-	-	-
12	Накопленная закачка, тыс. м ³	Проект	25,3	71	123,3	183,6	253,6
		Факт	-	-	-	-	-
13	Компенсация отборов жидкости, текущая, %	Проект	-	170,6	134,2	142	120
		Факт	-	-	-	-	-
14	Накопленная компенсация, %	Проект	4,2	10,5	15,7	18	18
		Факт	-	-	-	-	-
15	Газовый фактор, м ³ /т	Проект	99,3	99,3	99,3	99,3	100,0
		Факт	90,7	91	97,1	95,7	96,0
16	Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	Проект	1	1	1	1	1
		Факт	1	1	1	1	0,92
17	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	0,98	0,55	0,94	0,79	0,71
18	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	Проект	1	4	2	1	-
		Факт	-	-	-	-	2
19	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	Проект	-	2	1	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Проект	2	6	8	9	9
		Факт	1	5	6	9	12
21	в т.ч. действующих	Проект	2	6	8	9	9
		Факт	1	5	6	9	11
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Проект	-	2	3	3	3
		Факт	-	-	-	-	-
23	в т.ч. действующих	Проект	-	2	3	3	3
		Факт	-	-	-	-	-
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	Проект	29,9	31,2	11	9,2	7,1
		Факт	23,6	13,7	12,3	9,8	10,4
25	По жидкости, т/сут	Проект	49	51,5	18,5	15,8	12,5
		Факт	42,8	26,4	20,6	19,6	20,8
26	Средняя приеминость нагнетательной скв., м ³ /сут	Проект	-	69,2	52,2	50,2	58
		Факт	-	-	-	-	-
27	Выработанность запасов, %	Проект	7	9,8	13,6	17,3	17,0
		Факт	6,6	8,6	13,2	17,9	18,5



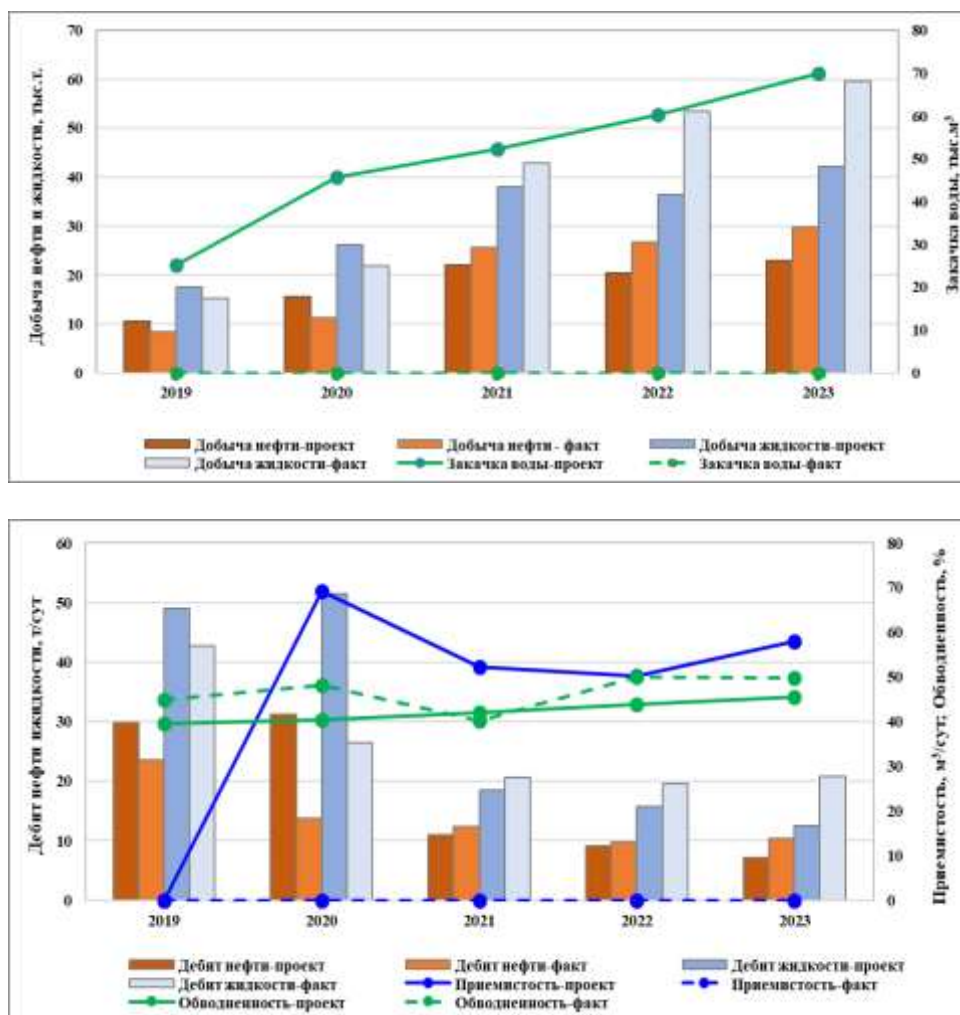


Рисунок 3.2.15-Сравнение проектных и фактических показателей VIII объекта (Ю-ШБ горизонт)

Ю - IV горизонт (IX объект разработки)

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленный отбор по объекту составил 186,8 тыс. т нефти, 343,7 тыс. т жидкости и 18,1 млн. м³ растворенного газа, в пласты закачано 414,2 тыс. м³ воды, компенсируя объем отбираемой жидкости на 162%, отбор от извлекаемых запасов составил 37,8%. Текущий коэффициент извлечения нефти - 0,089 д.ед.

Динамика основных технологических показателей разработки Ю-IV горизонта за период с 2019-2023 гг. приведена на рисунке 3.2.16 и в таблице 3.2.20

В динамике добычи нефти и жидкости увеличение уровня добычи нефти и жидкости в период 2020-2023 гг. обусловлено вводом в разработку новых скважин, переведенных из нижележащих горизонтов Ю-XI, ХА, IXБ. При этом, обводненность добываемой продукции за этот период увеличивается с 42 до 54%.

Фактическая добыча нефти в 2019 г. не достигает проектной на 17%, за счет недостижения действующего фонда добывающих скважин, в 2020 г. наблюдается рост фактической добычи нефти на 10%. В 2021-2022 гг. за счет превышения над проектом действующего фонда и дебита скважин объем добычи нефти вырос вдвое.



Среднегодовые дебиты по нефти и жидкости за анализируемый период превышают проектные показатели, это произошло за счет ввода возвращенных скважин.

Начало организации закачки на объект предусмотрено в 2019 г., по факту отставание годовой закачки составило 44%, что объясняется поздним вводом скважины (в августе) под закачку. В последующие годы (2020-2022 гг.) фактическая закачка превышает проектные значения на 63, 102, 156%, что является следствием высокой среднесуточной приемистости нагнетательных скважин.

В 2019 г. недостижение действующего добывающего фонда составляет 5 ед., в 2020г. - соответствует проекту и на конец периода превысил 6 единиц за счет перевода скважин из нижележащих объектов (ПВЛГ) и составил 15 скважин. Действующий нагнетательный фонд скважин в 2019 г. соответствует проекту, с 2020 г. по 2023 г. наблюдается превышение за счет ввода из бурения 2 скважин.

В 2023 г. добыча нефти составила 31,6 тыс. т, жидкости 68,6 тыс. т и 3,03 млн. м³ растворенного в нефти газа. Обводненность добытой продукции на уровне 54%. Темпы отборов нефти от начальных (НИЗ) и текущих (ТИЗ) извлекаемых запасов составили соответственно 6,4% и 9,4%.

Таблица 3.2.20- Сравнение основных показателей разработки по IX объекту (Ю-IV горизонт)

№№ п/п	Показатели		Годы				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	2		3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс. т	Проект	21,9	24	20,1	19,4	16,7
		Факт	18,1	26,4	39	45,2	31,6
2	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Проект	48,4	72,3	92,3	111,7	128,4
		Факт	44,6	71	110	155,2	186,8
3	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	Проект	2,5	2,7	2,3	2,2	1,9
		Факт	1,6	2,4	3,8	4,8	3,03
4	Накопленная добыча газа, млн. м ³	Проект	5	7,7	10	12,2	14,1
		Факт	4,1	6,5	10,3	15,1	18,1
5	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Проект	0,021	0,031	0,04	0,049	0,061
		Факт	0,019	0,031	0,048	0,069	0,089
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	Проект	6,8	7,5	6,3	6,1	3,4
		Факт	5,7	8,3	12,2	15,5	6,4
7	Темп отбора от текущих запасов, %	Проект	7,4	8,8	8,1	8,5	4,4
		Факт	6,2	9,6	15,6	23,6	9,4
8	Обводненность среднегодовая, %	Проект	40	44	48	51	54
		Факт	36	45	42	46	54
9	Добыча жидкости, тыс. т	Проект	11,1	42,5	38,2	39,5	36,4
		Факт	28,3	48,3	67,5	92,4	68,6
10	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Проект	74,7	117	155,3	194,8	231,2
		Факт	66,8	115,2	182,7	275,1	343,7
11	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	Проект	22,5	41,9	41,7	47,4	47,4
		Факт	12,6	68,3	84,3	121,4	127,6
12	Накопленная закачка, тыс. м ³	Проект	22,5	64,2	106	153,4	200,8
		Факт	12,6	81	165,3	286,6	414,2
13	Компенсация отборов жидкости, текущая, %	Проект	176	98	110	100	110
		Факт	43,2	133,6	118,8	123,9	162
14	Накопленная компенсация, %	Проект	3,7	9,2	13,2	14,9	15
		Факт	18,4	67,5	86,5	99,2	100



15	Газовый фактор, м ³ /т	Проект	114	114	114	114	114
		Факт	91	91	97	96	96
16	Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	Проект	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Факт	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
17	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	0,990	0,602	0,753	0,854	0,790
18	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	Проект	5	1	1	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
19	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	Проект	1	1	-	-	-
		Факт	-	2	1	-	1
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Проект	8	8	9	9	9
		Факт	3	8	12	12	15
21	в т.ч. действующих	Проект	8	8	9	9	9
		Факт	3	8	12	12	15
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Проект	1	2	2	2	2
		Факт	1	3	4	4	5
23	в т.ч. действующих	Проект	1	2	2	2	2
		Факт	1	3	4	4	5
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	Проект	11,3	8,9	6,9	6,3	5,5
		Факт	16,7	15	11,6	12,1	7,3
25	По жидкости, т/сут	Проект	18,6	15,7	13,2	12,9	11,9
		Факт	26,1	27,5	20,1	22,8	15,9
26	Средняя приемистость нагнетательной скв., м ³ /сут	Проект	123,5	79,4	60,2	68,3	68,4
		Факт	103,7	129,7	72,9	114,3	104,4
27	Выработанность запасов, %	Проект	15,1	22,6	28,9	34,9	26,0
		Факт	13,9	22,2	34,4	49,9	37,8

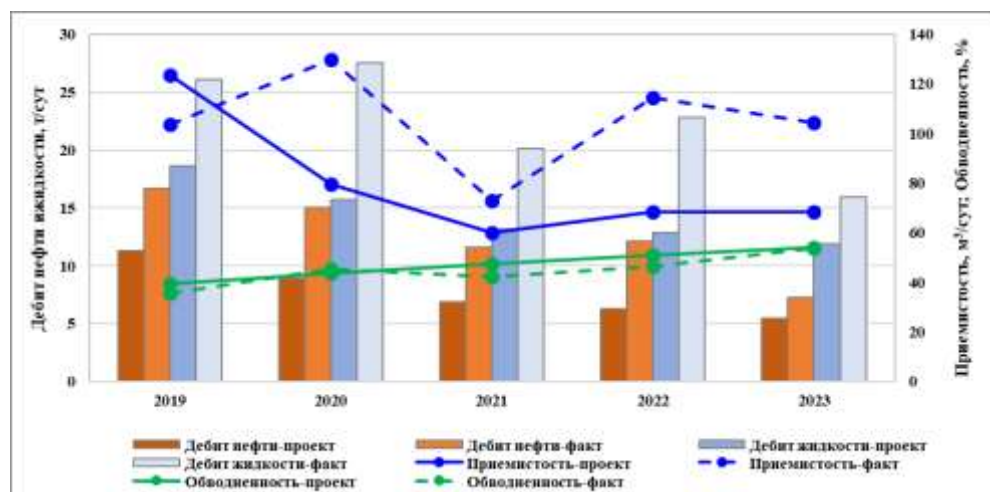
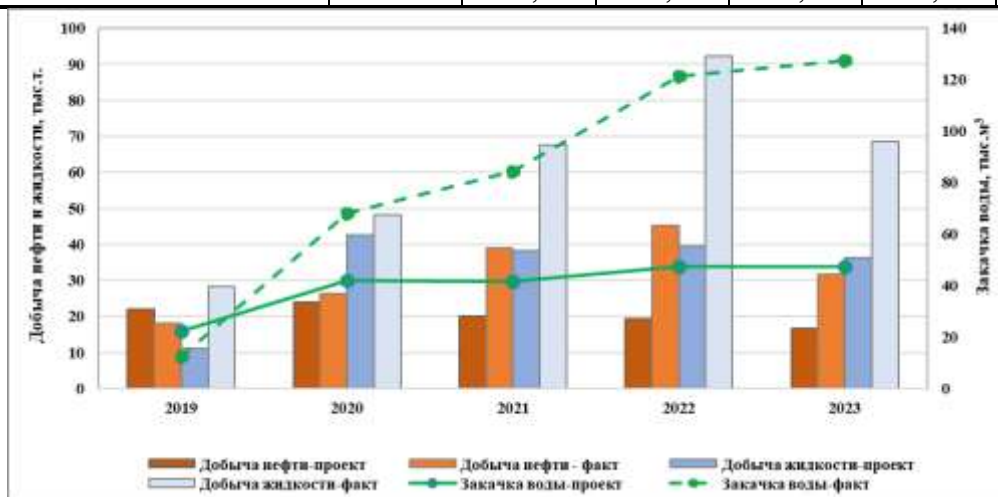


Рисунок 3.2.16- Сравнение проектных и фактических показателей IX объекта разработки (Ю-IV горизонт)



Ю-IXБ горизонт (X объект разработки)

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленный отбор объекта составил 325,2 тыс. т нефти, 597,5 тыс. т жидкости и 29,8 млн. м³ растворенного газа, отбор от извлекаемых запасов составил 16,5%. Текущий коэффициент извлечения нефти - 0,057 д.ед.

Динамика основных технологических показателей разработки Ю-IXБ горизонта за период с 2019-2023 гг. приведена на рисунке 3.2.17 и в таблице 3.2.21.

В период 2020-2022 гг. наблюдается повышение уровня добычи нефти за счет ввода новых скважин, однако в 2023 г. отмечается отставание от проектного уровня на 51%. Фактическая обводненность за весь анализируемый период в среднем составляет 55 %, превышая проектный уровень в среднем на 19%.

Фактический уровень добычи жидкости относительно стабилен, в 2023 году снижение от проектных уровней достигает 29%. Показатели среднегодовых дебитов нефти и жидкости в рассматриваемый период ниже проектных значений в 1,5-2 раза.

За анализируемый период наблюдается в динамике увеличение закачка воды, за счет роста действующего нагнетательного фонда.

Объем закачиваемой в пласты воды в 2022 г. на уровне проектной, в 2019 и 2021 гг. выше проектных на 23 и 20%, а в 2020 и 2023 гг ниже проектного показателя на 9% и 31%. Фактическая среднегодовая приемистость нагнетательных скважин за 2020 гг. практически соответствует проектному показателю, а в 2019 и 2021 гг. выше проектного на 20% и 12%. В 2022 и 2023 гг. на 26 % и 34% меньше проектных показателей.

Текущая компенсация отбора жидкости закачкой воды составила 143%, против 124% по проекту.

В 2023 г. добыча нефти составила 36,9 тыс. т, жидкости 93,0 тыс. т и 3,52 млн. м³ растворенного в нефти газа. Обводненность добытой продукции составила 60%. Темпы отборов нефти от начальных (НИЗ) и текущих (ТИЗ) извлекаемых запасов составили соответственно 1,9% и 2,2%. Фонд действующих добывающих составил 19 скважин. Фонд действующих нагнетательных скважин составил 8 ед.



Таблица 3.2.21-Сравнение основных показателей разработки по X объекту (Ю-IXБ горизонт)

№№ п/п	Показатели		Годы				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	2		3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс. т	Проект	46,6	49,5	48,3	53,5	74,6
		Факт	44,1	25,5	34,13	47,1	36,9
2	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Проект	184,1	233,6	281,8	335,3	409,9
		Факт	181,5	207	243,9	289,1	326
3	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	Проект	5,5	5,8	5,7	6,3	8,8
		Факт	4	2,3	3,6	4,3	3,52
4	Накопленная добыча газа, млн. м ³	Проект	17,6	23,5	29,2	35,5	44,3
		Факт	16,1	18,4	22	26,3	29,82
5	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Проект	0,062	0,079	0,095	0,113	0,071
		Факт	0,061	0,07	0,083	0,098	0,057
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	Проект	4,6	4,9	4,8	5,3	3,8
		Факт	4,4	2,5	3,7	4,5	1,9
7	Темп отбора от текущих запасов, %	Проект	5,6	6	6,2	7,3	4,6
		Факт	5	3,1	4,6	5,9	2,2
8	Обводненность среднегодовая (по весу), %	Проект	22	33	36	45	43
		Факт	38	62	55	54	60
9	Добыча жидкости, тыс. т	Проект	60	74,1	75,5	96,6	130,6
		Факт	71,4	66,8	81,2	99	93
10	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Проект	246,3	320,4	395,9	492,4	623
		Факт	257,5	324,4	405,5	504,5	597,5
11	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	Проект	65,7	97,5	117,9	146,1	198,8
		Факт	80,5	89,1	142	145,3	151,5
12	Накопленная закачка, тыс. м ³	Проект	148,4	245,9	363,7	509,8	708,6
		Факт	163,2	252,3	394,3	539,6	691,1
13	Компенсация отборов жидкости, текущая, %	Проект	108,3	131,8	157,0	153,5	124
		Факт	108,2	121,6	162,0	136,0	143
14	Накопленная компенсация, %	Проект	68	86	103	106	106
		Факт	62	75	93	102	102
15	Газовый фактор, м ³ /т	Проект	117,8	117,8	117,8	117,8	118
		Факт	90,6	88,5	97,2	96	95
16	Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	Проект	0,909	0,917	0,917	0,938	1,000
		Факт	0,750	0,813	0,792	0,900	0,950
17	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	0,61	0,87	0,68	0,824	0,886
18	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	Проект	2	1	-	4	1
		Факт	2	2	4	3	1
19	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	Проект	1	1	1	1	0
		Факт	1	1	2	2	1
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Проект	11	12	12	16	18
		Факт	16	16	24	20	20
21	в т.ч. действующих	Проект	10	11	11	15	18
		Факт	12	13	19	18	19
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Проект	2	3	4	5	5
		Факт	2	3	5	7	8
23	в т.ч. действующих	Проект	2	3	4	5	5
		Факт	2	3	5	7	8
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	Проект	14,9	13,6	12,7	11,8	13,4
		Факт	11,5	6	7,5	7,7	6
25	По жидкости, т/сут	Проект	19,1	20,3	19,8	21,3	23,5
		Факт	18,7	15,8	16,4	16,8	15,1
26	Средняя приемистость нагнетательной скв., м ³ /сут	Проект	124,2	111,3	96,4	93,1	114,7
		Факт	149,5	108,7	107,5	68,5	75,3
27	Выработанность запасов, %	Проект	18,2	23,1	27,9	33,2	20,8
		Факт	18	20,5	24,1	28,6	16,5



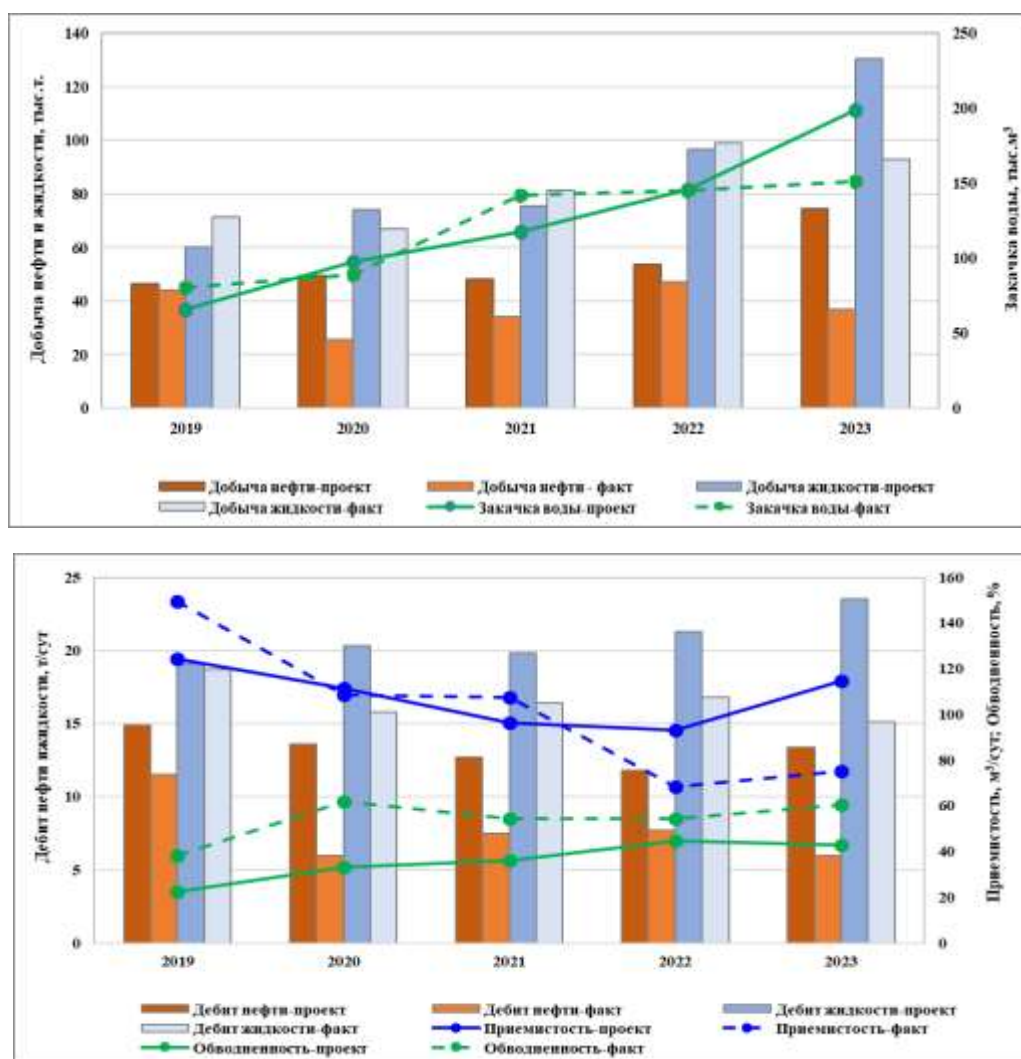


Рисунок 3.2.17- Сравнение проектных и фактических показателей X объекта разработки (Ю-IXБ горизонт)

Ю - ХА₁ горизонт (XI объект разработки)

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленный отбор по объекту составил 289,6 тыс. т нефти, 870,9 тыс. т жидкости и 24,1 млн. м³ растворенного газа, отбор от извлекаемых запасов составил 30,1 %. Текущий коэффициент извлечения нефти - 0,082 д.ед.

Динамика основных технологических показателей разработки Ю-ХА₁ горизонта за период с 2019-2023 гг. приведена на рисунке 3.2.18 и в таблице 3.2.22.

В 2019-2020 гг. фактический уровень добычи нефти превышает проектные показатели на 26% и 17% соответственно, за счет увеличения среднегодовых дебитов нефти. В 2021 году фактический уровень добычи нефти соответствует проекту. В 2022 и 2023 гг. наблюдается снижение фактических уровней добычи нефти на 16% и 36%, обусловленное снижением среднегодовых дебитов нефти по сравнению с проектным.

В период 2019-2022 гг фактический уровень добычи жидкости превысил проектные показатели, за счет высокой обводненности и среднегодовых дебитов жидкости.



С 2019 по 2020 гг. объемы закачиваемой в пласты воды превышают проектные в 2 раза, затем с 2021 по 2022 гг. наблюдается их снижение на 16 %, что является прямой зависимостью от среднегодовых приемистостей. Текущая компенсация отборов за 2019-2020 гг. превышают проектные показатели на 11 и 14 %, в 2021-2022 гг. ниже проектного на 23 % и 34 % и дату анализа - на уровне проектного значения (121 %).

На конец рассматриваемого периода отмечается уменьшение действующего добывающего фонда скважин и его отставание от проектного количества на 5 единиц, что связано с недостижением бурения новых скважин и переводом скважин на другой горизонт. Фактический фонд действующих добывающих - 11 скважин.

Фонд нагнетательных скважин находится на уровне проектного количества. Текущий фактический коэффициент нефтеизвлечения за весь анализируемый период незначительно отличается от проектного и варьирует в пределах 1 - 4%. Фактический фонд действующих нагнетательных скважин - 5 единиц.

В 2023 г. добыча нефти объекта составила 24,8 тыс. т, жидкости 92,5 тыс. т и 2,4 млн. м³ растворенного в нефти газа. Обводненность добытой продукции на уровне 64%. Темпы отборов нефти от начальных (НИЗ) и текущих (ТИЗ) извлекаемых запасов составили соответственно 2,6% и 3,4%.

Таблица 3.2.22-Сравнение основных показателей разработки по XI объекту (Ю-ХА1 горизонт)

№№ п/п	Показатели		Годы				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	2		3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс. т	Проект	21,1	22,2	30	34,6	39
		Факт	26,5	25,9	29,2	29,2	24,8
2	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Проект	144,8	167	196,9	231,6	270,6
		Факт	164	196,4	230,8	264,7	289,6
3	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	Проект	2,1	2,2	3	3,4	3,9
		Факт	2,4	2,3	2,8	2,8	2,4
4	Накопленная добыча газа, млн. м ³	Проект	13,4	15,6	18,6	22	25,9
		Факт	13,7	16	18,9	21,7	24,1
5	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Проект	0,053	0,061	0,072	0,085	0,077
		Факт	0,055	0,065	0,076	0,086	0,082
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	Проект	3	3,2	4,3	5	4,0
		Факт	3,8	3,7	4,2	4,2	2,6
7	Темп отбора от текущих запасов, %	Проект	3,7	4,1	5,7	7	5,3
		Факт	4,7	4,8	5,7	6	3,4
8	Обводненность среднегодовая, %	Проект	67,7	66,5	65,5	64,5	64
		Факт	74	75,9	69,7	73	73
9	Добыча жидкости, тыс. т	Проект	65,3	66,3	86,8	97,7	107,8
		Факт	101,9	107,3	96,4	108,2	92,5
10	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Проект	430,1	496,3	583,1	680,8	788,6
		Факт	466,5	573,8	670,2	778,4	870,9
11	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	Проект	71,4	79,9	114,4	129,2	142,8
		Факт	142,6	169,8	110,8	108,4	116,6
12	Накопленная закачка, тыс. м ³	Проект	138,7	218,6	333	462,2	605
		Факт	233,4	403,2	514	622,5	3,9
13	Компенсация отборов жидкости, текущая, %	Проект	112,0	123,3	134,7	134,9	120
		Факт	124,3	140,1	103,1	89,3	121



14	Накопленная компенсация, %	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	45	63,1	68,8	71,7	80,3
15	Газовый фактор, м ³ /т	Проект	99	99	99	99	100
		Факт	90	89	97	97	97
16	Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	Проект	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
		Факт	0,909	0,692	0,722	0,933	1,000
17	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	0,86	1	0,74	0,86	0,923
18	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	Проект	-	2	4	2	1
		Факт	-	0	2	3	-
19	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	Проект	2	-	-	-	-
		Факт	2	-	1	1	-
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Проект	9	11	15	17	16
		Факт	11	13	18	15	11
21	в т.ч. действующих	Проект	9	11	15	17	16
		Факт	10	9	13	14	11
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Проект	5	5	5	5	5
		Факт	5	5	6	7	7
23	в т.ч. действующих	Проект	5	5	5	5	5
		Факт	5	5	6	5	7
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	Проект	6,9	6,5	6,7	6,3	7
		Факт	7,7	7,4	8	5,6	3,9
25	По жидкости, т/сут	Проект	21,4	19,4	19,4	17,9	19,3
		Факт	29,7	30,6	26,4	20,6	14,6
26	Средняя приемистость нагнетательной скв., м ³ /сут	Проект	50	45,1	64,6	73	80,7
		Факт	100,2	93,9	60,8	66,3	72,4
27	Выработанность запасов, %	Проект	21	24,2	28,5	33,6	39,2
		Факт	23,8	28,5	33,4	38,4	30,1

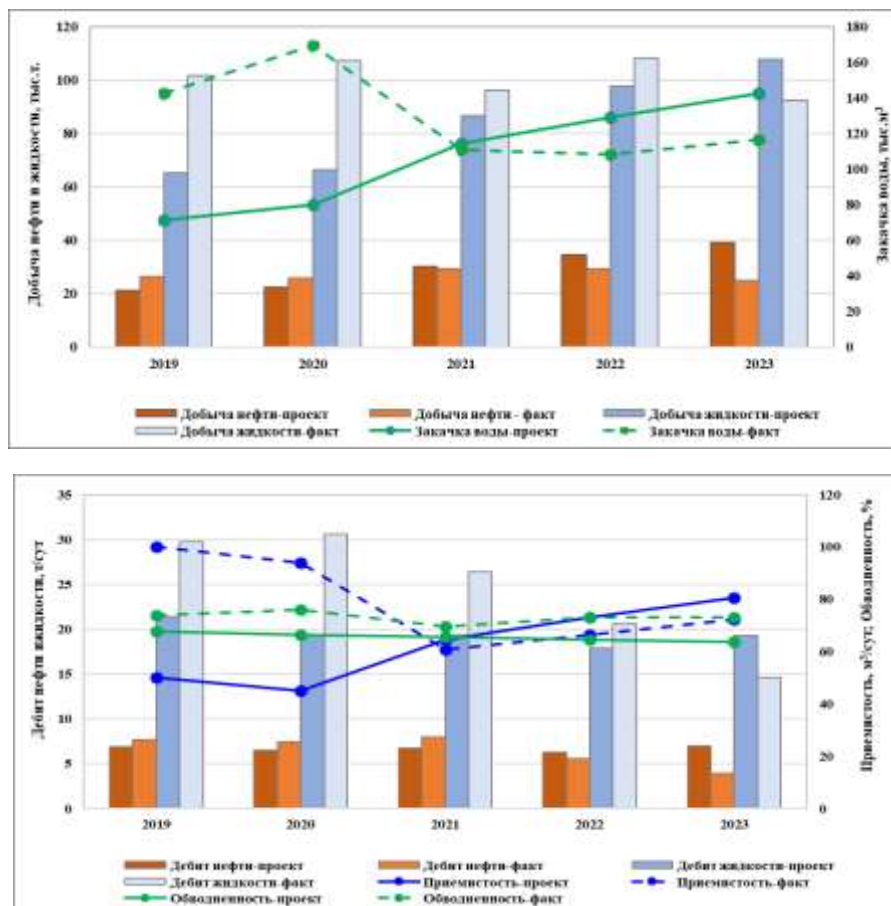


Рисунок 3.2.18- Сравнение проектных и фактических показателей XI объекта (Ю-ХА1 горизонт)



Основной объект III блока***Ю-IXБ горизонт (XII объект разработки)***

В настоящее время объект не разрабатывается. Объект эксплуатировался единственной скважиной №20 в период с 01.1974 по 08.1983 гг., в настоящее время скважина числится в ликвидационном фонде по техническим причинам. Действующим проектом [25] эксплуатация объекта предусмотрена с 2024 года.

По состоянию на 01.01.2024г. всего из объекта извлечено 28,1 тыс. т нефти, 28,3 тыс. т жидкости и 3,4 млн. м³ газа. Отбор нефти от утвержденных извлекаемых запасов составляет 56,3 %. Текущий коэффициент извлечения нефти – 0,043 д.ед., при утвержденной величине 0,077 д.ед.

Возвратные объекты разработки I-го блока***Ю-IIА горизонт***

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленный отбор по объекту составил 439,3 тыс. т нефти, 995,9 тыс. т жидкости и 33,6 млн. м³ растворенного газа, отбор от извлекаемых запасов составил 63,6%. Текущий коэффициент извлечения нефти - 0,233 д.ед.

Динамика основных технологических показателей разработки Ю-IIА горизонта за период с 2019-2023 гг. приведена на рисунке 3.2.19 и в таблице 3.2.23.

В период с 2019 по 2020 гг. превышение фактических показателей над проектом составляет 35 % и 54 %, что обосновано высокими фактическими дебитами по нефти, в 2021-2022г уровни добычи нефти выше проектных в 2,5 раза - за счет ввода переведенных скважин №№420 и 901 с проведением ГРП с других горизонтов (ПВЛГ).

В период 2019-2020 гг. наблюдается отставание фактического уровня добычи жидкости от проектных показателей на 32 % и 24 % соответственно, в связи с меньшими дебитами по жидкости. В 2023 году уровень добычи жидкости ниже проектного на 40%, что связано со скважинами, работающими с периодическими простоями и аварийными отключениями.

Обводненность добываемой продукции в рассматриваемый период меньше проектных значений от 10 % до 29 %. Фактические среднегодовые дебиты по нефти за анализируемый период выше проектных значений.

С 2022 по 2023 гг. наблюдается недостижение фактического действующего добывающего фонда скважин с 2-х до 4-х скважин, чем по проекту. Фонд действующих добывающих составил на конец периода составляет 5 скважин.

С 2021 г. на объекте, действующим проектным документом, предусмотрена организация ППД, которая фактически не реализована из-за отсутствия ввода 3-х нагнетательных скважин путем перевода из нижележащих горизонтов (ПВЛГ) - в 2021, 2022 и 2023 гг.



В 2023 г. добыча нефти составила 16,5 тыс. т, жидкости 44,3 тыс. т и 1,57 млн. м³ растворенного в нефти газа. Обводненность добытой продукции на уровне 63%. Темпы отборов нефти от начальных (НИЗ) и текущих (ТИЗ) извлекаемых запасов составили соответственно 2,4% и 6,2%.

Таблица 3.2.23-Сравнение основных показателей разработки возвратного объекта Ю-ПА горизонта

№№ п/п	Показатели		Годы				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	2		3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс. т	Проект	5,5	5,3	4,8	5,9	6,38
		Факт	7,4	8,2	20,4	22	16,5
2	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Проект	369,9	375,2	379,9	385,9	392,28
		Факт	372,2	380,3	400,8	422,8	439,3
3	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	Проект	0,6	0,6	0,5	0,7	0,7
		Факт	0,7	0,7	2,0	2,1	1,57
4	Накопленная добыча газа, млн. м ³	Проект	27,1	27,7	28,2	28,8	29,5
		Факт	27,1	27,9	29,9	32	33,57
5	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Проект	0,298	0,303	0,306	0,311	0,208
		Факт	0,30	0,307	0,323	0,341	0,233
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	Проект	1,2	1,2	1,1	1,3	0,9
		Факт	1,7	1,8	4,6	4,9	2,4
7	Темп отбора от текущих запасов, %	Проект	6,2	6,7	8,6	10,1	2,1
		Факт	8,8	10,6	29,8	45,7	6,2
8	Обводненность среднегодовая, %	Проект	90,3	90,4	90,6	91	91
		Факт	80,9	80,3	66,8	65,3	63
9	Добыча жидкости, тыс. т	Проект	56,9	54,9	50,8	65,3	73,7
		Факт	38,9	41,5	61,5	63,6	44,3
10	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Проект	801,2	856,1	906,9	972,2	1045,9
		Факт	785	826,5	888	951,6	995,9
11	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	Проект	-	-	26,1	33,5	37,8
		Факт	-	-	-	-	-
12	Накопленная закачка, тыс. м ³	Проект	-	-	26,1	59,6	97,4
		Факт	-	-	-	-	-
13	Компенсация отборов жидкости, текущая, %	Проект	-	-	50	50	50
		Факт	-	-	-	-	-
14	Накопленная компенсация, %	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
15	Газовый фактор, м ³ /т	Проект	112	112	112	112	110
		Факт	91	90	97	97	95
16	Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	Проект	0,70	0,80	1,00	1,00	1,00
		Факт	1,000	0,750	0,857	1,000	0,714
17	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	0,98	0,98	0,801	0,932	0,992
18	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
19	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Проект	3	5	5	8	9
		Факт	2	4	7	6	7
21	в т.ч. действующих	Проект	2	4	5	8	9
		Факт	2	3	6	6	5
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Проект	-	-	1	1	1
		Факт	-	-	-	-	-
23	в т.ч. действующих	Проект	-	-	1	1	1
		Факт	-	-	-	-	-
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	Проект	8,2	6,1	3,1	2,6	2,2
		Факт	10,4	11,1	11,6	10,8	9,1
25	По жидкости, т/сут	Проект	83,7	63,7	33	29,1	25,4
		Факт	54,3	56,4	35	31,2	24,5
26	Средняя приемистость нагнетательной скв., м ³ /сут	Проект	-	-	143	96,7	109
		Факт	-	-	-	-	-
27	Выработанность запасов, %	Проект	82,4	83,6	84,6	85,9	56,8
		Факт	82,9	84,7	89,3	94,2	63,6



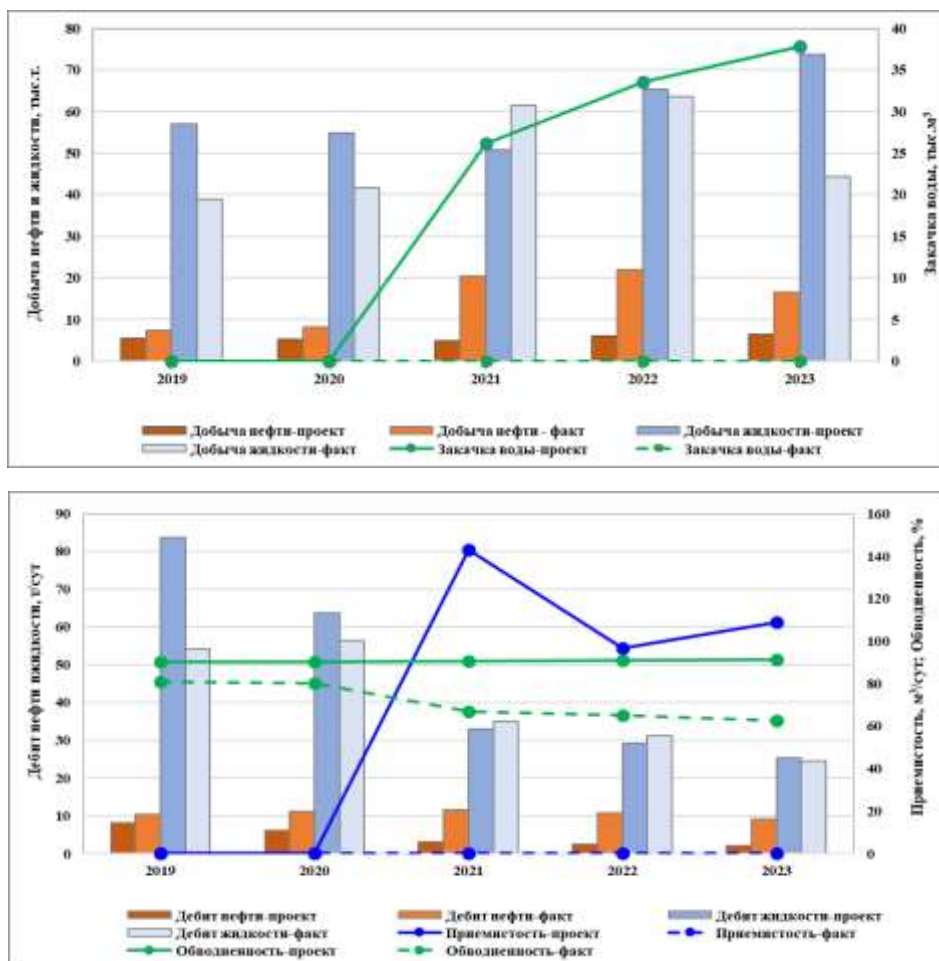


Рисунок 3.2.19- Сравнение проектных и фактических показателей возвратного объекта (Ю-ПА горизонт)

Ю-ПБ горизонт

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленный отбор в целом по объекту составил 40,9 тыс. т нефти, 85,1 тыс. т жидкости и 3,33 млн. м³ растворенного газа, отбор от извлекаемых запасов составил 32,5%. Текущий коэффициент извлечения нефти - 0,105 д.ед.

Динамика основных технологических показателей разработки Ю-ПБ горизонта за период с 2019-2023 гг. приведена на рисунке 3.2.20 и в таблице 3.2.24

Данный объект разрабатывался единственной скважиной №56, которая эксплуатируется совместно с Ю-ПАБ горизонтом, в марте 2023 г. с горизонта Ю- ПАБ переведена скважина №77. Фактический фонд действующих добывающих скважин составляет 2 единицы.

За анализируемый период фактическая добыча нефти и жидкости практически соответствует проектной с незначительным отклонением, варьирующим в пределах 0,1-0,2 тыс. т по нефти и 0,1-0,5 по жидкости.

Обводненность добываемой продукции ниже проектных значений в пределах от 5 % до 26 %. Закачка воды проектом не предусмотрена.

В 2023 г. добыча нефти составила 3,4 тыс. т, жидкости 6,6 тыс. т и 0,33 млн. м³ растворенного в нефти газа. Обводненность добытой продукции на уровне 48%. Темпы



отборов нефти от начальных (НИЗ) и текущих (ТИЗ) извлекаемых запасов составили соответственно 2,7% и 3,8%.

Таблица 3.2.24- Сравнение основных показателей разработки возвратного объекта Ю-ПБ горизонта

№№ п/п	Показатели		Годы				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	2		3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс. т	Проект	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8
		Факт	1,1	1	1	1,1	3,4
2	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Проект	34,3	35,2	36,1	37	37,8
		Факт	34,4	35,5	36,4	37,5	40,9
3	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	Проект	0,1	0,1	0,1	0,1	0,08
		Факт	0,1	0,1	0,1	0,1	0,33
4	Накопленная добыча газа, млн. м ³	Проект	2,7	2,8	2,9	2,9	2,98
		Факт	2,7	2,8	2,9	3	3,33
5	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Проект	0,178	0,183	0,187	0,192	0,097
		Факт	0,178	0,184	0,189	0,194	0,105
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	Проект	1,5	1,5	1,4	1,4	0,6
		Факт	1,7	1,7	1,6	1,7	2,7
7	Темп отбора от текущих запасов, %	Проект	3,1	3,3	3,3	3,3	0,9
		Факт	3,7	3,8	3,7	4,2	3,8
8	Обводненность среднегодовая %	Проект	71,3	72	72,6	73,3	74
		Факт	65,4	67,4	67,5	66,5	48
9	Добыча жидкости, тыс. т	Проект	3,3	3,3	3,2	3,2	3,1
		Факт	3	3,2	3	3,2	6,6
10	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Проект	69,3	72,5	75,8	78,9	82
		Факт	69,1	72,3	75,3	78,5	85,1
11	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
12	Накопленная закачка, тыс. м ³	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
13	Компенсация отборов жидкости, текущая, %	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
14	Накопленная компенсация, %	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
15	Газовый фактор, м ³ /т	Проект	99	99	99	99	100
		Факт	90	89	97	96	97
16	Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	Проект	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
		Факт	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	0,900	0,990	0,980	0,746	0,853
18	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
19	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
20	Фонд добывающих скважин, ед.	Проект	1	1	1	1	1
		Факт	1	1	1	1	2
21	в т.ч. действующих	Проект	1	1	1	1	1
		Факт	1	1	1	1	2
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
23	в т.ч. действующих	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	Проект	2,7	2,6	2,5	2,5	2,4
		Факт	2,9	2,9	2,7	2,9	5,4
25	По жидкости, т/сут	Проект	9,5	9,4	9,3	9,2	9,1
		Факт	8,4	8,8	8,3	8,8	10,6
26	Средняя приеминость нагнетательной скв., м ³ /сут	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
27	Выработанность запасов, %	Проект	55,4	56,8	58,2	59,6	30,0
		Факт	55,5	57,2	58,7	60,5	32,5



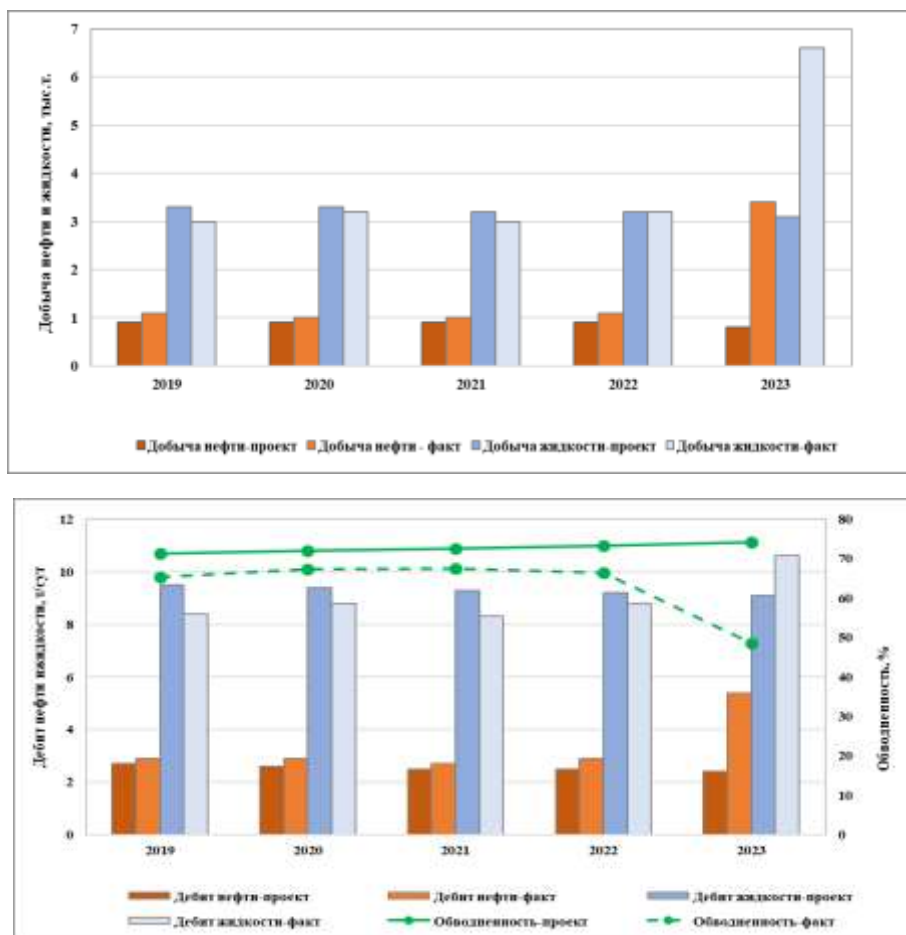


Рисунок 3.2.20- Сравнение проектных и фактических показателей возвратного объекта (Ю-ПБ горизонт)

Ю - ПЛАБ горизонт

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленный отбор составил 184,3 тыс. т нефти, 560,2 тыс. т жидкости и 14,6 млн. м³ растворенного газа, отбор от извлекаемых запасов составил 46,4%. Текущий коэффициент извлечения нефти - 0,110 д.ед.

Динамика основных технологических показателей разработки Ю-ПЛАБ горизонта за период с 2019-2023 гг. приведена на рисунке 3.2.21 и в таблице 3.2.25.

Ежегодное снижение добычи нефти и жидкости объекта с 2019 по 2021 гг. объясняется выбытием одной добывающей скважины, снижением среднегодовых дебитов нефти и жидкости, а также увеличением обводненности продукции скважин. В 2022 г. отмечается увеличение добычи нефти и жидкости почти вдвое, которое обусловлено переводом скважины (ПВЛГ) №629 с Ю-VIB горизонта. К концу периода уровни добычи нефти и жидкости вновь снижаются в связи с аварийными отключениями и периодическими простоями скважин.

Фактическая добыча нефти объекта за анализируемый период превышает проектные показатели в 2 и 3 раза, это связано с высокими фактическими дебитами. В 2021 году фактическая добыча выше проектной на 9 %, за счет ввода переведенной скважины.



Обводненность добываемой продукции с 2019 года ниже проектных значений, т.к. в скважинах регулярно проводятся обработки горячей водой, позволяющих временно снижать количество воды в добываемой продукции, что в свою очередь влияет на общее количество годовых отборов жидкости и обводненности.

Объем закачиваемой в пласты воды с 2019 г. по 2023 г. выше проектных показателей, лишь в 2022 году наблюдается снижение на 37 %. Среднегодовая приемистость нагнетательных скважин с 2019 по 2022 гг. превышает проектные значения на 13, 17 и 9 % соответственно. Текущая компенсация отборов закачкой за 2020-2021 гг. превышает проектные на 27 % и 30 %, в 2022 - 2023 гг. ниже проектного на 21, 45 и 65 %, соответственно,

В 2023 г. добыча нефти объекта составила 8,9 тыс. т, жидкости 18,3 тыс. т и 0,9 млн. м³ растворенного в нефти газа. Обводненность добытой продукции на уровне 51%. Темпы отборов нефти от начальных (НИЗ) и текущих (ТИЗ) извлекаемых запасов составили соответственно 2,3% и 4,0%. Фонд действующих добывающих составил 5 скважин, действующих нагнетательных скважин - 2 ед.

Таблица 3.2.25- Сравнение основных показателей разработки возвратного объекта Ю-ШБ горизонта

№№ п/п	Показатели		Годы				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	2		3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс. т	Проект	2,9	2,9	4,7	5,6	4,0
		Факт	8,0	5,2	5,1	11,2	8,9
2	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Проект	148,9	151,8	156,4	162,1	166,1
		Факт	154	159,1	164,2	175,4	184,3
3	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	Проект	0,3	0,3	0,5	0,6	0,4
		Факт	0,7	0,5	0,5	1,1	0,9
4	Накопленная добыча газа, млн. м ³	Проект	11,2	11,5	12	12,5	12,9
		Факт	11,6	12,1	12,6	13,7	14,6
5	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Проект	0,117	0,119	0,123	0,127	0,099
		Факт	0,121	0,125	0,129	0,138	0,110
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	Проект	1,0	1,0	1,7	2	1,0
		Факт	2,9	1,8	1,8	4	2,3
7	Темп отбора от текущих запасов, %	Проект	2,2	2,2	3,6	4,5	1,7
		Факт	5,9	4,1	4,2	9,6	4,0
8	Обводненность среднегодовая, %	Проект	91,8	83	80	77,9	75
		Факт	85,9	68,1	72	57	51
9	Добыча жидкости, тыс. т	Проект	35,7	16,8	23,5	25,4	16,0
		Факт	56,8	16,3	18	26	18,3
10	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Проект	460,8	477,4	500,9	526,3	542,3
		Факт	481,7	497,9	516	541,9	560,2
11	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	Проект	36,5	21,3	30	32,6	20,7
		Факт	39,3	30,5	35,3	20,7	25,2
12	Накопленная закачка, тыс. м ³	Проект	1427,4	1448,5	1478,5	1511,1	1531,8
		Факт	1430,2	1460,7	1496	1516,6	1541,8
13	Компенсация отборов жидкости, текущая, %	Проект	109,6	133,2	133,7	207,8	120
		Факт	60,0	168,9	174,4	73,3	92
14	Накопленная компенсация, %	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	267,2	264	260,8	252,1	249,5
15	Газовый фактор, м ³ /т	Проект	99	99	99	99	98



		Факт	91	90	97	96	95
16	Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	Проект	0,750	0,833	1,000	1,000	1,000
		Факт	0,800	1,000	1,000	0,714	0,625
17	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	0,734	0,553	0,984	0,929	0,798
18	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
19	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Проект	4	6	9	10	11
		Факт	5	3	3	7	8
21	в т.ч. действующих	Проект	3	5	9	10	11
		Факт	4	3	3	5	5
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Проект	2	1	1	1	2
		Факт	1	1	1	1	2
23	в т.ч. действующих	Проект	1	1	1	1	2
		Факт	1	1	1	1	1
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	Проект	2,9	2,1	2,1	1,7	1,1
		Факт	6,0	6,4	4,7	6,6	6,1
25	По жидкости, т/сут	Проект	34,9	12,2	10,5	7,8	4,5
		Факт	42,4	20,2	16,7	15,3	12,6
26	Средняя приемистость нагнетательной скв., м³/сут	Проект	105,3	130	86,4	94	39,1
		Факт	119,4	85,3	100,8	102,5	88,6
27	Выработанность запасов, %	Проект	53	54	55,7	57,7	59,1
		Факт	54,8	56,6	58,4	62,4	65,6

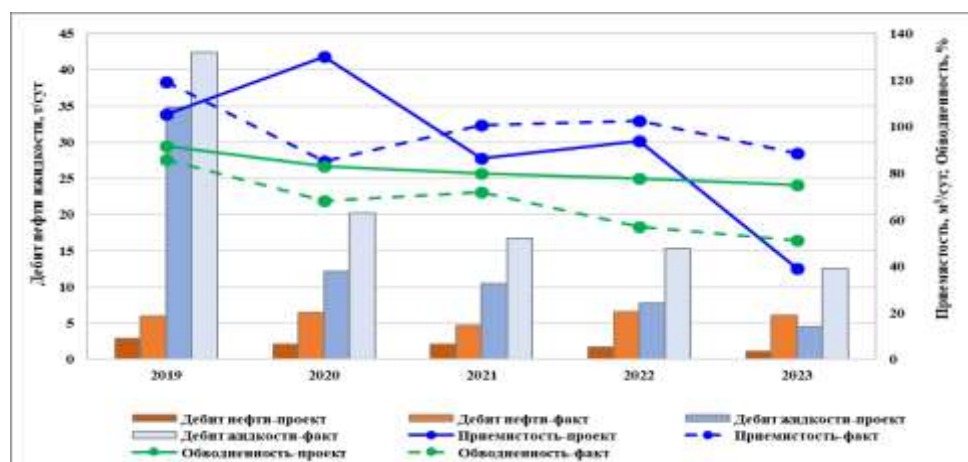
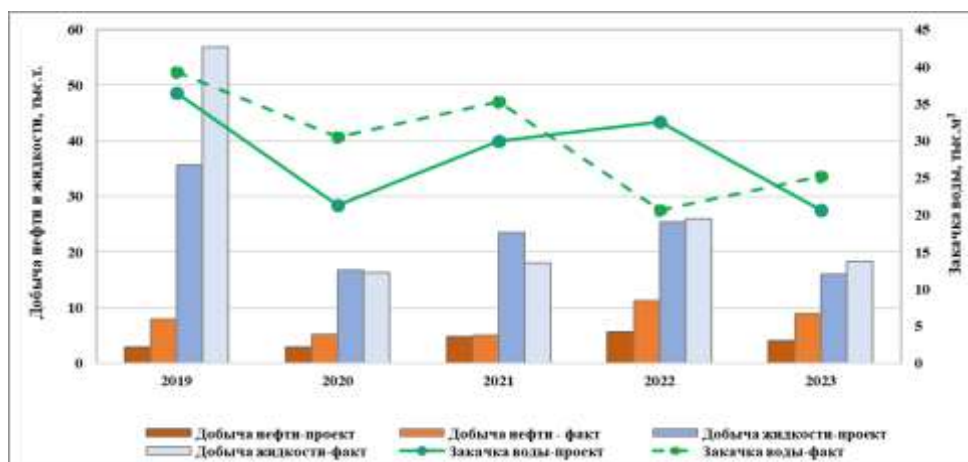


Рисунок 3.2.21- Сравнение проектных и фактических показателей возвратного объекта (Ю-ПБ горизонт)



Ю-V горизонт

В настоящее время объект не разрабатывается. Объект эксплуатировался в разное время скважинами №120 в период 1977-1983гг., в последствие ликвидирована и №221 работавшая совместно с горизонтом Ю-IV в период 1983-2007гг., которая в дальнейшем переведена в контрольный фонд.

По состоянию на 01.01.2024 г. из объекта извлечено 3,5 тыс. т нефти, 4,7 тыс. т жидкости и 0,2 млн. м³ газа. Отбор нефти от утвержденных извлекаемых запасов составляет 14,1 %. Текущий коэффициент извлечения нефти на уровне 0,006 д.ед., при утвержденной - 0,044 д.ед. С 2023 года утвержденным проектом предусмотрен ввод объекта в разработку переводом (ПВЛГ) скважин №№265, 267 и 70 (Ю-IXБ, 1 блок) после полной выработки запасов на текущих целевых объектах. На дату анализа данное решение не реализовано так как скважины успешно работают на своих объектах.

Ю-VIБ горизонт

В настоящее время объект не разрабатывается. Объект эксплуатировался единственной скважиной №56 в период 1985-2004 гг., в настоящее время скважина числится в бездействующем фонде.

По состоянию на 01.01.2024 г. всего из объекта извлечено 13,1 тыс. т нефти, 20,4 тыс. т жидкости и 0,8 млн. м³ газа. Отбор нефти от утвержденных извлекаемых запасов составляет 64,4 %. Текущий коэффициент извлечения нефти – 0,006 д.ед., при утвержденной величине 0,054 д.ед. С 2023 года утвержденным проектом предусмотрен ввод объекта в разработку переводом (ПВЛГ) скважин №№42 (Ю-IIIАБ, 1 бл), 316 (Ю-VI, 1 бл), 258 и 173н (Ю-IXБ, 1 бл) после их полной выработки на целевых объектах. На дату анализа данное решение не реализовано так как скважины успешно эксплуатируются на своих объектах.

Ю-IXА горизонт

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленный отбор в целом по объекту составил 539,6 тыс. т нефти, 822,9 тыс. т жидкости и 41,9 млн. м³ растворенного газа, отбор от извлекаемых запасов составил 64,4%. Текущий коэффициент извлечения нефти - 0,232 д.ед.

Динамика основных технологических показателей разработки Ю-IXА горизонта за период с 2019-2023 гг. приведена на рисунке 3.2.22 и в таблице 3.2.26.

Наблюдается ежегодное увеличение добычи нефти и жидкости, обусловленное вводом в эксплуатацию пробуренной скважины №888 и переводом из горизонта Ю-IXБ (ПВЛГ) добывающей скважины №239.

Фактическая добыча нефти за 2019-2021 гг. не достигает проектной на 33, 41 и 27 % соответственно из-за меньшего фактического количества добывающих скважин. В 2022г. за счет ввода 2-х скважин с успешно проведенными в них мероприятиями по интенсификации притоков (ГРП) фактическая добыча нефти превысила проектные на 31%.



Значительное отклонение по обводненности наблюдается лишь в конце периода (2023г.), которое на 30% ниже проектного, что связано с проведенными в скважинах успешного ГРП и снизившее содержание воды в добываемой продукции.

За анализируемый период дебиты нефти выше проектных, за исключением 2021 года (-12 %), что связано с выбытием (в бездействие или переводом на вышележащие горизонты) обводненных скважин.

Объем закачиваемой в пласты воды за 2019г. и 2020г. превышают проектные показатели на 16% и 34%, соответственно.

В 2021-2022 гг. из-за вывода в бездействие низкопродуктивных нагнетательных скважин фактический фонд не достигает проектного значения, в связи с чем объемы закачки воды, значения текущей компенсации и приемистости не достигают проектных показателей.

В 2023 г. добыча нефти составила 17,5 тыс. т, жидкости 35,3 тыс. т и 1,7 млн. м³ растворенного в нефти газа. Обводненность добытой продукции составила 50%. Темпы отборов нефти от начальных (НИЗ) и текущих (ТИЗ) извлекаемых запасов составили соответственно 2,1% и 5,5%. Фонд действующих добывающих составил 11 скважин, действующих нагнетательных - 3 ед.

Таблица 3.2.26- Сравнение основных показателей разработки возвратного объекта Ю-IXA горизонта

№№ п/п	Показатели		Годы				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	2		3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс. т	Проект	8,8	8,3	7,9	8,5	8,0
		Факт	5,9	4,9	5,8	11,1	17,5
2	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Проект	517,1	525,5	533,4	541,8	549,8
		Факт	500,3	505,2	511	522,1	539,6
3	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	Проект	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
		Факт	0,5	0,4	0,6	1,1	1,7
4	Накопленная добыча газа, млн. м ³	Проект	39,7	40,5	41,3	42,1	42,9
		Факт	38,1	38,6	39,1	40,2	41,9
5	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Проект	0,296	0,3	0,305	0,31	0,237
		Факт	0,286	0,289	0,292	0,298	0,232
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	Проект	1,3	1,2	1,1	1,2	1,0
		Факт	0,9	0,7	0,8	1,6	2,1
7	Темп отбора от текущих запасов, %	Проект	4,8	4,8	4,8	5,4	2,7
		Факт	3	2,6	3,2	6,2	5,5
8	Обводненность среднегодовая, %	Проект	77,6	78,5	79,2	79,9	81
		Факт	81,8	75,1	68,9	55,6	50
9	Добыча жидкости, тыс. т	Проект	39,3	38,6	37,9	42,2	41,3
		Факт	32,7	19,6	18,8	25	35,3
10	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Проект	809,1	847,7	885,7	927,8	969,1
		Факт	724,2	743,9	762,6	787,6	822,9
11	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	Проект	87	55,4	50	55,5	54,1
		Факт	101,3	74,2	36,6	14,3	57,3
12	Накопленная закачка, тыс. м ³	Проект	1284,7	1340,1	1390,1	1445,6	1499,7
		Факт	1299	1373,2	1409,8	1424,1	1481,4
13	Компенсация отборов жидкости, текущая, %	Проект	237,7	154,1	142	141,7	120
		Факт	271,4	335	175,2	53	136
14	Накопленная компенсация, %	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	139,1	143,9	144,6	141,8	141,6



15	Газовый фактор, м ³ /т	Проект	97	97	97	97	100
		Факт	92	87	97	95	97
16	Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	Проект	0,90	1,00	1,00	1,00	1,00
		Факт	1,00	1,00	1,00	1,00	0,79
17	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	0,75	0,36	0,80	0,98	0,80
18	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	2	1
19	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Проект	7	6	8	8	9
		Факт	5	8	9	9	14
21	в т.ч. действующих	Проект	6	6	8	8	9
		Факт	3	6	8	7	11
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Проект	10	10	9	8	7
		Факт	7	7	5	7	8
23	в т.ч. действующих	Проект	7	7	7	7	7
		Факт	7	5	3	1	3
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	Проект	4,3	4,5	3,3	3,1	2,9
		Факт	4,3	5,4	2,9	4,6	5,5
25	По жидкости, т/сут	Проект	19,3	20,8	15,8	15,5	15,2
		Факт	23,8	21,5	9,2	10,4	11
26	Средняя приемистость нагнетательной скв., м ³ /сут	Проект	35,9	22,8	22,3	24,7	26,3
		Факт	49,6	39,3	37,5	57,1	82,5
27	Выработанность запасов, %	Проект	74,9	76,2	77,3	78,5	65,6
		Факт	72,5	73,2	74,1	75,7	64,4

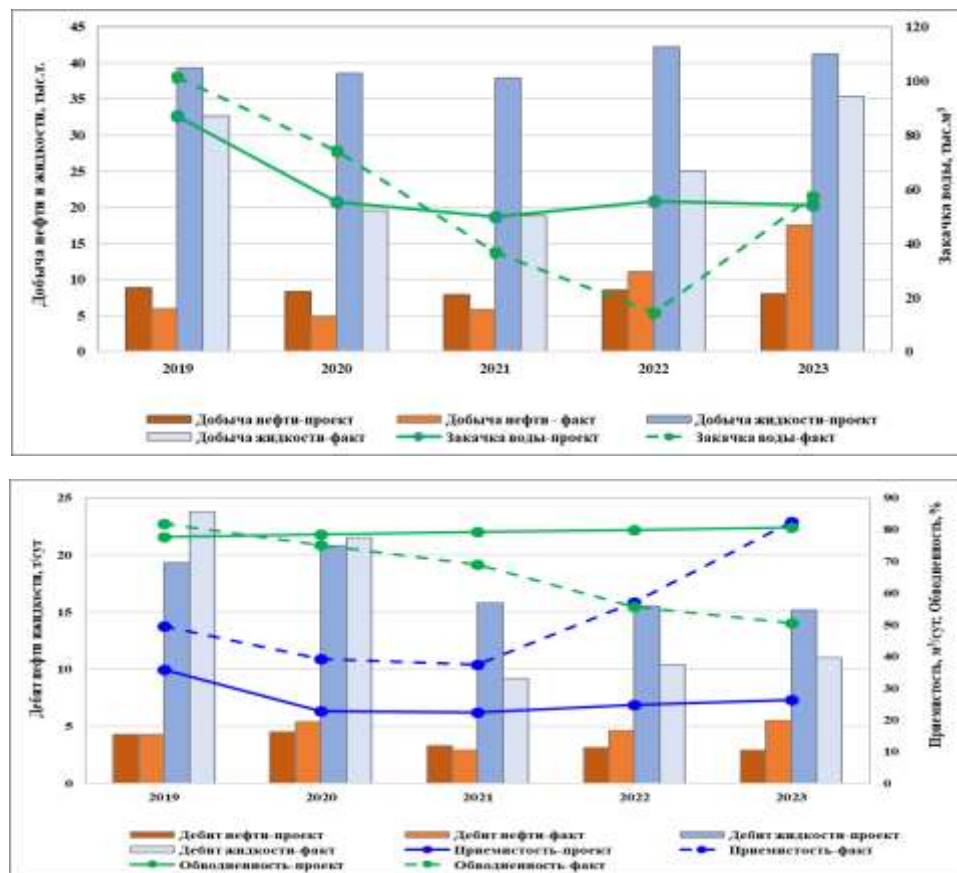


Рисунок 3.2.22- Сравнение проектных и фактических показателей разработки возвратного объекта (Ю-IXA горизонт)



Ю-ХБ горизонт

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленный отбор по объекту составил 396,3 тыс. т нефти, 861,3 тыс. т жидкости и 30,9 млн. м³ растворенного газа, отбор от извлекаемых запасов составил 59,1%. Текущий коэффициент извлечения нефти - 0,195 д.ед.

Динамика основных технологических показателей разработки Ю-ХБ горизонта за период с 2019-2023 гг. приведена на рисунке 3.2.23 и в таблице 3.2.27.

В рассматриваемый период отмечается ежегодное снижение добычи нефти с 11,9 тыс. т в 2020 году до 4,2 тыс. т в 2023 году, что обусловлено ежегодным снижением среднегодовых дебитов скважин и увеличением обводненности добываемой продукции с 62% в 2020 году и в 2023 году достигает уровня 81%.

Фактическая добыча нефти в 2019 г. отстает от проектных показателей на 9 % за счет низкого фактического дебита по нефти, в 2020-2021 гг. - превышают проектные показатели на 38 и 42 % соответственно, за счет увеличения фактического дебита по нефти и действующего фонда скважин, в 2022-2023 гг. наблюдается падение годовой добычи, что обусловлено с переводом 2-х скважин на вышележащие горизонты.

Объем закачиваемой в воды пласт за анализируемый период соответствует проектному, за исключением 2021 года. Незначительное увеличение в 2021г. (на 17%) связано с превышением фактического фонда скважин на 1 ед.

В 2023 г. добыча нефти составила 4,2 тыс. т, жидкости 22,6 тыс. т и 0,4 млн. м³ растворенного в нефти газа. Обводненность добытой продукции на уровне 81%. Темпы отборов нефти от начальных (НИЗ) и текущих (ТИЗ) извлекаемых запасов составили соответственно 0,6% и 1,5%. Фонд действующих добывающих составил 4 скважины, действующих нагнетательных скважин - 3 ед.



Таблица 3.2.27-Сравнение основных показателей разработки возвратного объекта Ю-ХБ горизонта

№№ п/п	Показатели		Годы				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	2		3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс. т	Проект	9,1	8,2	7,4	6,6	6,6
		Факт	8,3	11,9	10,5	6,2	4,2
2	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Проект	364,3	372,4	379,8	386,4	393
		Факт	363,5	375,4	385,9	392,1	396,3
3	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	Проект	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6
		Факт	0,8	1	1	0,6	0,4
4	Накопленная добыча газа, млн. м ³	Проект	27,9	28,6	29,2	29,8	30,4
		Факт	27,9	28,9	29,9	30,5	30,9
5	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Проект	0,371	0,379	0,387	0,394	0,193
		Факт	0,37	0,382	0,392	0,399	0,195
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	Проект	2,6	2,4	2,1	1,9	1,0
		Факт	2,4	3,3	3,1	1,8	0,6
7	Темп отбора от текущих запасов, %	Проект	-44,8	-42,4	-26,8	-19,1	2,3
		Факт	-74,5	-57,8	-34,2	-15	1,5
8	Обводненность среднегодовая, %	Проект	74,1	77,2	79,9	82,1	84
		Факт	72	62	71,3	78,9	81
9	Добыча жидкости, тыс. т	Проект	35	35,9	36,6	37,1	41,4
		Факт	29,5	29,7	36,6	29,3	22,6
10	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Проект	748,7	784,6	821,2	858,2	899,6
		Факт	743	772,7	809,3	838,7	861,3
11	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	Проект	45,2	45,9	46,4	46,7	51,8
		Факт	45,4	47,8	54,3	42,9	39
12	Накопленная закачка, тыс. м ³	Проект	556,5	602,4	648,7	695,4	747,2
		Факт	556,7	604,5	658,8	701,8	740,8
13	Компенсация отборов жидкости, текущая, %	Проект	136	136	135	135	135
		Факт	147	148	142	144	172
14	Накопленная компенсация, %	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	69,9	72,9	75,7	77,7	78
15	Газовый фактор, м ³ /т	Проект	85	85,4	85,4	85,4	91
		Факт	90,8	88,7	97	96,4	95
16	Коэффициент использования доб. скважин, д.ед.	Проект	0,57	0,57	0,57	0,71	1,00
		Факт	1,00	0,71	0,67	1,00	0,80
17	Коэффициент эксплуатации доб. скважин, д.ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	1,00	0,99	0,88	0,85	0,90
18	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	2	3	1	-
19	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	Проект	-	-	-	-	-
		Факт	-	-	-	-	-
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Проект	7	7	7	7	5
		Факт	5	7	9	4	5
21	в т.ч. действующих	Проект	4	4	4	5	5
		Факт	5	5	6	4	4
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Проект	2	2	2	2	2
		Факт	3	3	3	3	4
23	в т.ч. действующих	Проект	2	2	2	2	2
		Факт	3	3	3	2	3
24	Средний дебит одной добыв. скв. по нефти, т/сут	Проект	6,5	5,9	5,3	4,3	3,8
		Факт	4,8	6,6	5,5	4	3,2
25	По жидкости, т/сут	Проект	25,3	25,9	26,4	23,8	23,9
		Факт	17,1	17,3	19	19	17,2
26	Средняя приемистость нагнетательной скв., м ³ /сут	Проект	63,8	64,8	65,5	65,9	73,2
		Факт	51,1	44,2	62,3	65,6	73,3
27	Выработанность запасов, %	Проект	105,9	108,3	110,1	112	58,6
		Факт	105,7	108,9	112	113,8	59,0



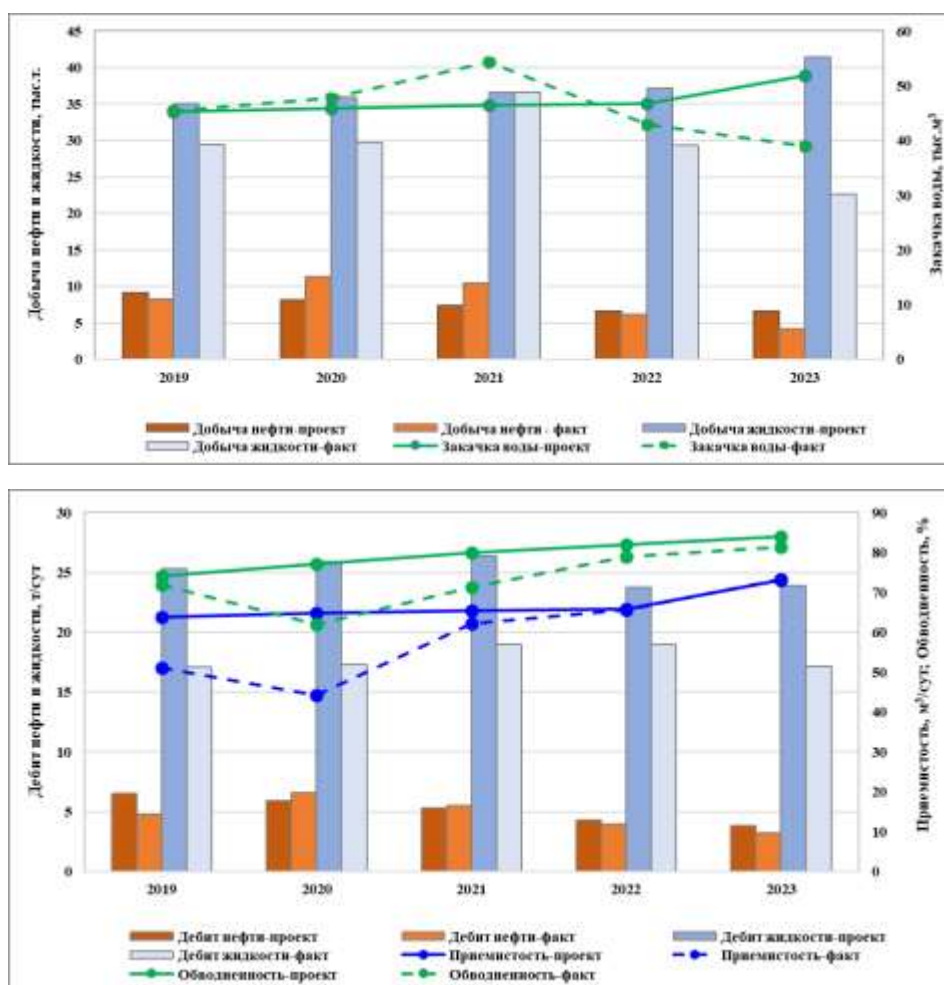


Рисунок 3.2.23- Сравнение проектных и фактических показателей возвратного объекта (Ю-ХБ горизонт)

Возвратный объект Ia блока

Ю-ХБ+XI горизонты

В настоящее время объект не разрабатывается. Объект эксплуатировался в период с 2013 по 2019 гг. скважиной №408, в последствии по причине высокого обводнения скважина переведена на вышележащий IXБ горизонт.

По состоянию на 01.01.2024 г. из залежей объекта извлечено 8 тыс. т нефти, 46,2 тыс. т жидкости и 0,7 млн. м³ газа. Отбор нефти от утвержденных извлекаемых запасов составляет 47,0 %. Текущий коэффициент извлечения нефти – 0,028 д.ед., при утвержденной величине 0,060 д.ед.

Возвратные объекты II блока

Ю-IIIА горизонт

В настоящее время объект не разрабатывается. Объект эксплуатировался в период 2014-2015 гг. скважиной № 852, которая на сегодняшний день числится в бездействии.

В настоящее время объект не разрабатывается. Объект эксплуатировался в период с 2013 по 2019 гг. скважиной №408.



По состоянию на 01.01.2024 г. всего из объекта извлечено 0,4 тыс. т нефти, 7,4 тыс. т жидкости и 0,04 млн. м³ газа. Отбор нефти от утвержденных извлекаемых запасов составляет 7,4 %. Текущий коэффициент извлечения нефти – 0,002 д.ед., при утвержденной величине 0,030 д.ед. Действующим проектом [25] эксплуатацию объекта предусмотрено возобновить с 2030 года.

Ю-IXA горизонт

По состоянию на 01.01.2024 г. из залежей объекта скважинами №486 и №728 в период опробования добыто – 0,425 тыс. т нефти, 0,917 тыс. т жидкости и 0,045 млн. м³ газа.

Действующим проектом [25] эксплуатацию объекта предусмотрено ввести в 2023 году, однако согласно материалам утвержденного ПЗ 2023 года, запасы залежей объекта оценены по категории С₂.

Динамика обводненности продукции скважин

По состоянию на 01.01.2024г. с залежей месторождения отобрано 15,5 млн. т жидкости, в том числе 8,4 млн. т воды. Средняя текущая обводненность добываемой продукции в целом по месторождению составляет 64 %.

В динамике среднегодовая обводненность продукции увеличивается и в 2019 году достигает максимального значения за всю историю разработки и составляет 70%, затем с 2020 года ежегодно снижаясь достигает в 2023 году уровня 64% (рисунок 3.2.24), которое обосновывается вводом из бурения скважин со средними значениями обводненности в 2020 году 20 единиц - 53%, в 2021 году 30 единиц - 51% и в 2021 году 14 единиц - 59%, а также вывод высокообводненных скважин в бездействующий фонд.

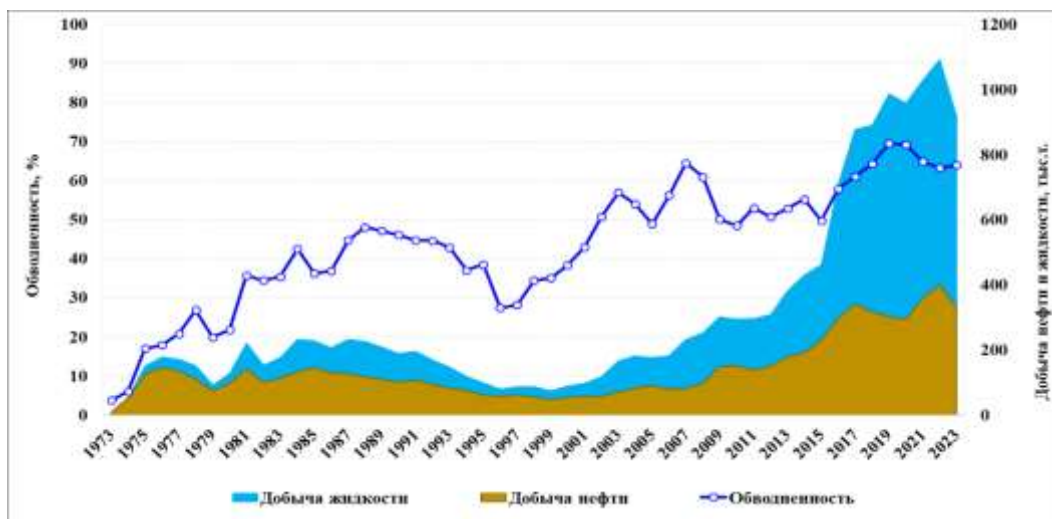


Рисунок 3.2.24- Динамика обводненности продукции скважин месторождения Асар

Из таблицы 3.2.28 видно, что за анализируемый период фонд скважин с аномальным обводнением от 90% до 95 % и выше ежегодно снижается, т.к в этот период в бездействие



были выведены 14 скважин с высокой обводненностью, в которых разработаны и будут проводиться мероприятий по их оздоровлению (табличное приложение 2).

Таблица 3.2.28- Динамика распределения фонда скважин по обводненности за 2019–2023гг. по месторождению

Годы	Фонд добывающих скважин		Средняя обвод-ть продукции, %	Диапазон изменения обводненности, %						
	экспл	действ		30-50	50-60	60-70	70-80	80-90	90-95	>95
2019	120	97	70	33	5	7	14	17	14	7
2020	145	119	69	47	11	7	18	20	10	10
2021	170	148	65	70	12	7	15	17	16	11
2022	189	152	63	65	14	11	13	27	8	8
2023	197	157	64	56	11	15	21	25	15	7

Таблица 3.2.29- Динамика обводненности продукции скважин по действующим объектам разработки месторождения Асар

Построения						
объект	горизонт	2019	2020	2021	2022	2023
		Обводненность, %				
Основные объекты						
1	Ю-IV (Iблок)	78	78	76	73	65
2	Ю-VIB (Iблок)	58	49	37	43	40
3	Ю-IXБ (Iблок)	66	66	67	65	70
4	Ю-ХА (Iблок)	81	87	82	85	84
5	Ю-ХБ (Iблок)	72	62	71	79	81
6	Ю-XI (Iблок)	83	78	78	71	83
7	Ю-IIIБ (Iблок)	45	48	40	50	50
8	Ю-IV (IIблок)	36	45	42	51	54
9	Ю-IXБ (IIбл)	38	62	58	52	60
11	Ю-ХА1 (Iбл)	68	67	65	65	64
Возвратные объекты						
1	Ю-IIА (Iблок)	81	80	67	65	63
2	Ю-IIБ (Iблок)	63	69	67	66	48
3	Ю-IIАБ (I бл)	86	68	72	57	51

Снижение обводненности наблюдается в 1, 2 и 4 основных, а также в 3 и 7 возвратных объектах разработки (рисунок 3.2.29). Например в 1 объекте разработки снижение наблюдается из-за вывода в бездействие высокообводненных скважин: в 2021 году скв №624 (обв 98-99%), 2022 году - скв №№50, 139 и 146 (НЭК) и в 2023 году – скв №147 (НЭК). Следует отметить, что в 9, 11 и 3 возвратном объектах (Ю-IV, 2 бл, Ю-XA1, 1 бл и Ю-IIAB, 1 бл) наблюдается хорошая гидродинамическая связь, т.е. изменение обводненности напрямую зависит от объемов закачки воды (рисунок 2.3.14). Аналогично в двух основных 5 и 8 объектах наблюдается увеличение обводненности (рисунок 3.2.30).



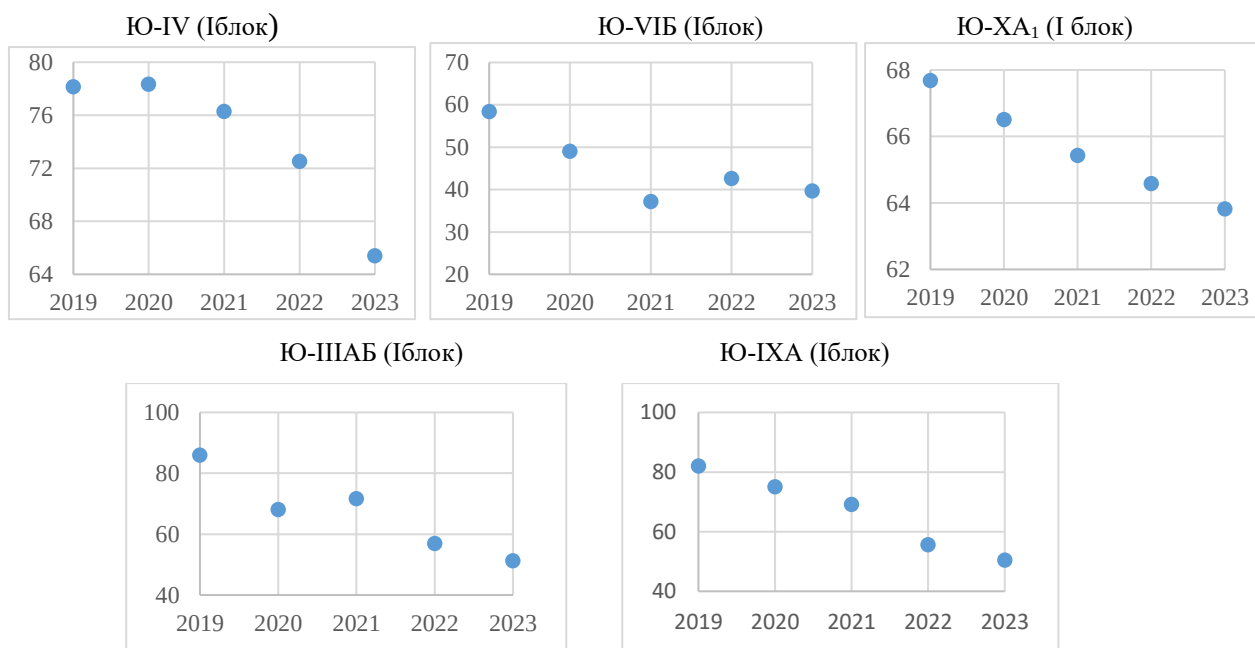


Рисунок 3.2.25– Объекты с динамикой снижающейся обводненности

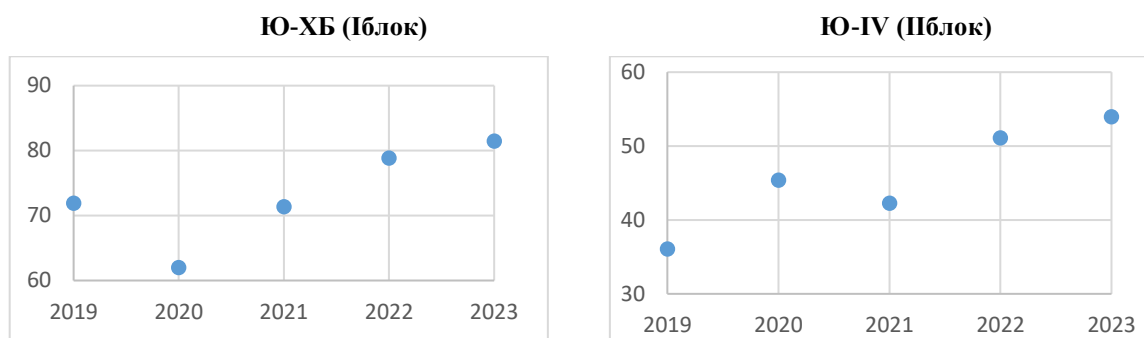


Рисунок 3.2.26– Объекты разработки с динамикой растущей обводненности

Характеристика закачки воды и компенсации

Система ППД объектов Асар месторождения является неотъемлемой частью общей системы нефтедобычи. Поддержание пластового давления путём закачки воды в пласты месторождения организована в 1978 году. Заводнение продуктивных пластов на месторождении осуществляется блочными кустовыми насосными станциями (БКНС). В качестве рабочего агента используется альбсеноманская вода, добываемая из 19 водозаборных скважин месторождения. Действующая напорная система транспортировки и закачки воды в продуктивные пласты, представляет собой разветвленную сеть водоводов различного диаметра ($\varnothing 273$ мм – для низконапорных водоводов, и $\varnothing 150$ мм – для высоконапорных). Мощность сооружений систем ППД рассчитывается на максимальный уровень закачки воды, исходя из максимального уровня добычи продукции в пластовых условиях с учётом обоснованного коэффициента компенсации.

В настоящее время система ППД внедрена в 9-ти основных и 2-х возвратных объектах разработки, три объекта (Ю-ШБ 2 блок, Ю-ПА и Ю-ПБ 1 блок) эксплуатируются



на естественном режиме истощения, а также 5 объектов не эксплуатируются (таблица 3.2.30). Действующий фонд нагнетательных скважин месторождения насчитывает 60 скважин. Суммарная закачка воды с начала разработки месторождения составляет 24,6 млн. м³. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды на уровне 155%, а накопленная составляет 141,2 %.

Таблица 3.2.30- Динамика технологических показателей разработки месторождения Асар за 5 лет

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Добыча газа, млн. м ³	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Закачка воды, тыс. м ³	Премис - тость, м ³ /сут	Компен - сация, %
2019	301,0	987	27,3	9,2	30,1	70	1667,4	134,9	161
2020	293,7	957,5	26,2	8,2	26,8	69	1473,2	100	147
2021	359,8	1027,5	34,9	8	22,7	65	1545	100,2	141
2022	400,1	1091,7	38,4	7,4	20,1	63	1726,2	107,7	148
2023	330,8	917,4	31,6	6,3	17,4	64	1525,2	93,1	155

Таблица 3.2.31- Динамика закачки воды по объектам разработки месторождения Асар

Таблица 3.2.31. Динамика закачки воды по объектам разработки месторождения Асар						
Объекты	Горизонты	2019	2020	2021	2022	2023
		Объемы закачки воды, тыс. м³				
Основные объекты						
1	Ю-IV, 1 блок	133,3	104,3	123,8	179,1	152,3
2	Ю-VIB, 1 блок	113	80,6	207,6	250,3	157,5
3	Ю-IXБ, 1 блок	692,8	557,1	572,4	632,9	534,7
4	Ю-ХАА', 1 блок	266,9	208,4	144,7	166,7	121,1
5	Ю-ХБ, 1+2 блок	45,4	47,8	54,3	42,9	39
6	Ю-XI, 1+2 блок	39,6	43,1	50	44,2	42,4
7	Ю-IIIБ, 2 блок	Без ППД				
8	Ю-IV, 2 блок	12,6	68,3	84,3	121,4	127,6
9	Ю-IXБ, 2 блок	80,5	89,1	142	145,3	151,5
10	Ю-IXБЗ, 2 блок	Не эксплуатируется				
11	Ю-ХА ₁ , 2 блок	142,6	169,8	110,8	108,4	116,6
Возвратные объекты						
1	Ю-IIА, 1 блок	Без ППД				
2	Ю-IIБ, 1 блок	Без ППД				
3	Ю-IIIАБ, 1 блок	39,3	30,5	35,3	20,7	25,2
4	Ю-V, 1 блок	Не эксплуатируется				
5	Ю-VIIБ, 1 блок	Не эксплуатируется				
6	Ю-VIIА, 1 блок	Не эксплуатируется				
7	Ю-IXА, 1 блок	101,3	74,2	36,6	14,3	57,3
8	Ю-IIIА, 2 блок	Не эксплуатируется				

В целом по месторождению за анализируемый период наблюдается снижение закачки воды с 1667 тыс м³ в 2019 году до 1525 тыс м³ в 2023 году, при этом в 2022 году в пласты закачано максимальный объем воды - 1726 тыс м.³ Компенсация отборов жидкости закачкой стабилизируется и в 2023 году составляет 153% (рисунок 3.2.32-3.2.33).



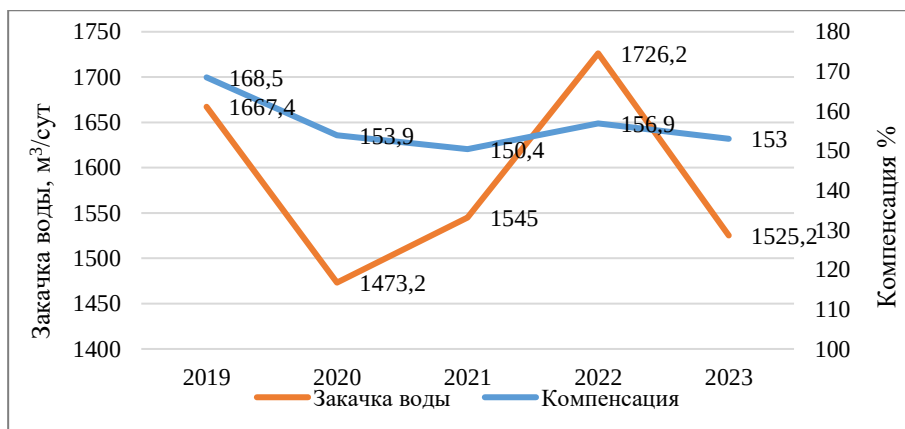


Рисунок 3.2.27– Динамика закачки и компенсации за 2019-2023гг. месторождения Асар
Ю-IV (1блок)

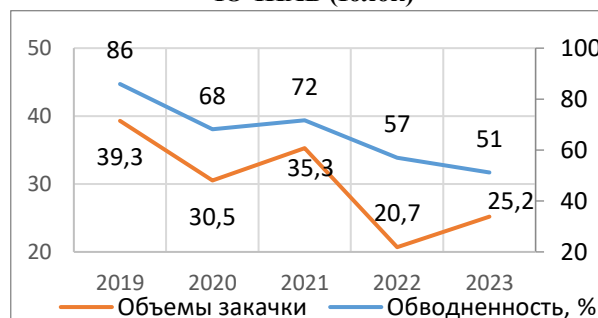
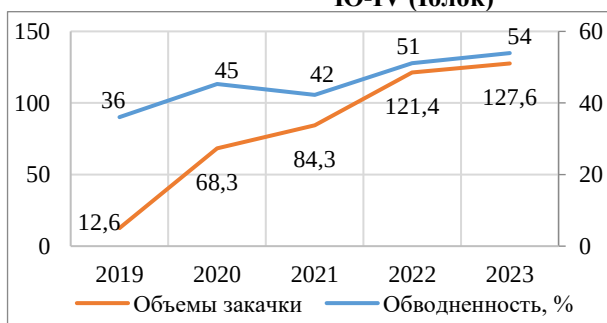


Рисунок 3.2.28– Зависимость обводненности объектов разработки от объемов закачки

Таблица 3.2.32- Динамика компенсации отборов жидкости закачкой объектов месторождения Асар

Объекты	Горизонты	2019	2020	2021	2022	2023
		Компенсация, %				
Основные объекты						
1	Ю-IV, 1 блок	155	135	174	242	219
2	Ю-VIB, 1 блок	473	164	303	253	167
3	Ю-IXБ, 1 блок	201	168	165	196	220
4	Ю-ХАА', 1 блок	224	197	189	219	200
5	Ю-ХБ, 1+2 блок	147	147	142	144	172
6	Ю-XI, 1+2 блок	91	113	113	116	94
7	Ю-ШБ, 2 блок	Без ППД				
8	Ю-IV, 2 блок	36	119	104	120	162
9	Ю-IXБ, 2 блок	90	118	152	124	143
10	Ю-IXБЗ, 2 блок	Не эксплуатируется				
11	Ю-ХА ₁ , 2 блок	135	153	109	96	123
Возвратные объекты						
1	Ю-ПА, 1 блок	Без ППД				
2	Ю-ШБ, 1 блок	Без ППД				
3	Ю-ШАБ, 1 блок	70	172	184	70	117
4	Ю-V, 1 блок	Не эксплуатируется				
5	Ю-VIB, 1 блок	Не эксплуатируется				
6	Ю-VIIА, 1 блок	Не эксплуатируется				
7	Ю-IXА, 1 блок	300	355	178	49	136
8	Ю-ША, 2 блок	Не эксплуатируется				

3.2.1.3 Характеристика энергетического состояния

Разработка месторождения Асар осуществляется с поддержанием пластового давления закачкой рабочего агента в эксплуатируемые пласты с 1978 года. В качестве



закачиваемого агента использовалась морская вода. С января 2007 года закачка на месторождении осуществляется водой, добываемой из водозаборных скважин альб-сеноманской залежи месторождения Асар.

Наблюдение за энергетическим состоянием месторождения Асар осуществляется по результатам гидродинамических исследований, согласно «Единым правилам...» [19] и «Инструкции...» [20]. На текущем этапе разработки продолжается анализ динамики пластового давления по основным и возвратным эксплуатационным объектам по состоянию на 01.01.2024 г.

Для анализа энергетического состояния эксплуатационных объектов были построены карты изобар (графические приложения 90-101), при построении которых был выполнен анализ качества всех значений пластового давления на соответствующую дату, отбракованы некорректные замеры. В объектах эксплуатирующихся единичными скважинами либо не охваченными замерами пластовых давлений (Ю-ПА и Ю-ПБ), построение карт изобар на данном этапе не представилось возможным.

Для анализа динамики изменения давлений по всем объектам разработки в работе представлены графики сопоставления начальных пластовых (Рпл.нач), текущих средневзвешенных (Рпл), давлений насыщения (Рнас) и забойных давлений (рисунки 3.2.34- 3.2.45).

Значения средневзвешенных пластовых давлений на 01.01.2024 г. по всем действующим объектам разработки получены на основе карт изобар (таблице 3.2.1). Максимальное значение пластового давления – 22,7 МПа отмечено в VI объекте (Ю-XI горизонт), что обусловлено 94 % компенсацией отбора жидкости - 45,2 тыс т. закачкой воды - 42,4 тыс. м.³ при действующем добывающем фонде 5 ед. и нагнетательном – 3 ед.

Максимальное снижение текущего пластового давления относительно начального до уровня 15,7 МПа отмечается в Ю-ПБ 2го блока связано с тем, что объект активно эксплуатируется 11 добывающими скважинами без поддержания пластового давления.

Ю-IV горизонт, блок I (I основной объект)

Залежь расположена в пределах I блока месторождения, ограниченная в северо-западной и северо - восточной частях двумя разломами. Для построения карты изобар Ю-IV горизонта (Графическое приложение 90) использованы определения пластовых давлений 6 скважин, в т.ч. 4– добывающие и 2– нагнетательные. Средневзвешенное по площади залежи текущее пластовое давление на уровне 17,8 МПа. Динамика пластового давления за анализируемый период представлена на рисунке 3.2.34.

В центральной части залежи отмечается зона пониженного давления в районе скважины №145 (14,5 МПа), что на 3.3 МПа ниже средневзвешенного давления в целом по



горизонту (22,41 МПа), что обусловлено отсутствием системы поддержания пластового давления в данном участке. Для обеспечения ППД рекомендуется вывод из бездействующего фонда нагнетательной скважины №54 под нагнетание.

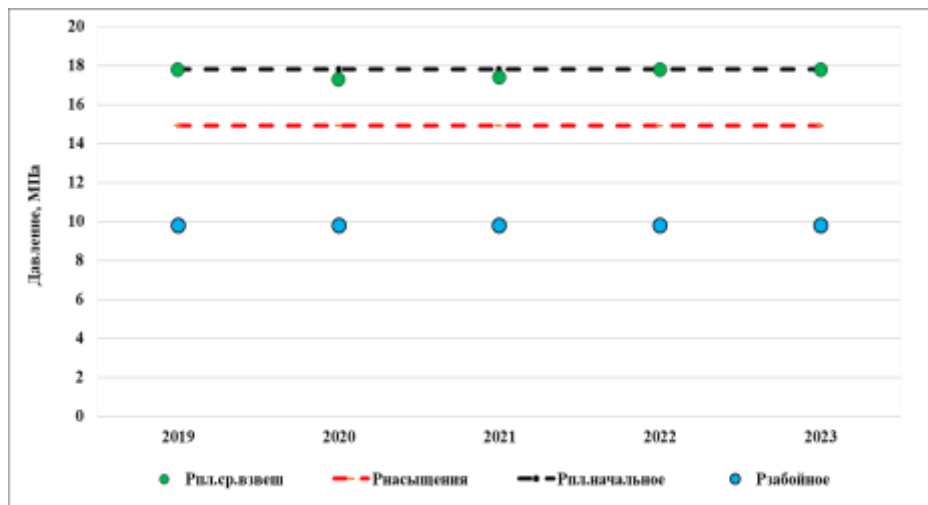


Рисунок 3.2.29- Динамика пластового давления I объекта разработки (Ю- IVБ горизонт)

Ю-VIB горизонт, блок I (II основной объект)

Начальное пластовое давление составляло 19,3 МПа, давление насыщения нефти газом на уровне 11,1 МПа. Динамика пластового давления по объекту представлена на рисунке 3.2.35. Средневзвешенное текущее пластовое давление залежи составляет 19,1 МПа, что снижено относительно начального на 0,2 МПа. Для построения карты изобар использовались замеры пластовых давлений 8-и скважин, из них 6– добывающие и 2 – нагнетательные (Графическое приложение 91).

Зона пониженного давления расположена в районе скважины №450 в пределах изобары 14,8 МПа, однако в данной зоне присутствует нагнетательная скважина №222, которая работает с периодическими аварийными отключениями. В скважине №450 рекомендуется провести ГИС-к в, по результатам которой провести ГТМ с целью очистки призабойной зоны скважины.

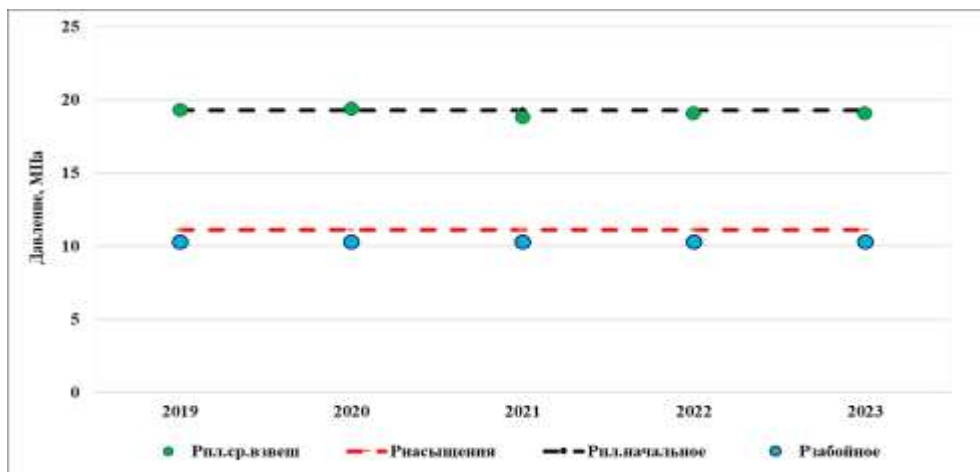


Рисунок 3.2.30- Динамика пластового давления II объекта разработки (Ю-VI горизонт)



Ю-IX горизонт, блок I (III основной объект)

Начальное пластовое давление составляет 20,6 МПа, давление насыщения нефти газом – 14,2 МПа. Динамика пластового давления по объекту представлена на рисунке 3.2.36. Средневзвешенное текущее пластовое давление по площади залежи на уровне 20,8 МПа. Для построения карты изобар объекта использованы результаты замеров 25 скважин, из них: 17 – добывающие и 8 – нагнетательные (Графическое приложение 92).

В целом по залежи наблюдается достаточный запас пластовой энергии, равный на дату анализа 6,6 МПа.

В очаге повышенного давления района нагнетательной скважины №71, работающей периодически с аварийными отключениями необходимо провести ГИС-к с целью определения герметичности колонны, по результатам применить мероприятия по выравниванию профиля притока.

В северо-западной и южной части объекта отмечаются две очага понижения давления, образованные скважинами №№402 и 431. Давление в этих зонах снижено относительно средневзвешенного по объекту на 5,5 и 4,7 МПа, в зонах дренирования скважин суммарный отбор жидкости составляет соответственно 39,3 тыс. т и 36,6 тыс. В настоящее время в данных зонах обеспечивается достаточная компенсация отбора жидкости закачкой воды.

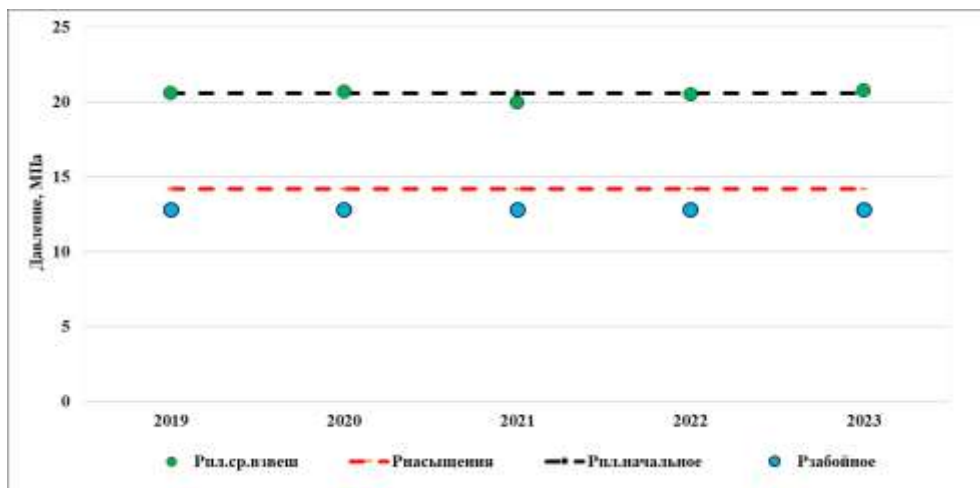


Рисунок 3.2.31- Динамика пластового давления III объекта разработки (Ю- IXБ горизонт)

Ю-ХАА' горизонт, блок I (IV основной объект)

Залежь Ю-ХА находится в пределах I блока и ограничена разломом в северо-западной части. Начальное пластовое давление - 21,5 МПа, давление насыщения нефти газом на уровне 12,5 МПа. Для построения карты изобар использовались определения пластового давления 10 скважин, из них: 6 – добывающие, 4 – нагнетательные (Графическое приложение 93). Средневзвешенное текущее пластовое давление по площади залежи составляет 21,6 МПа. Динамика пластового давления по объекту представлена на рисунке



3.2.37.

Снижение пластового давления наблюдается в юго-западной части залежи в районе скважины №70 (18,7 МПа), ниже относительно начального на 2,8 МПа, однако в данной зоне присутствует нагнетательная скважина №171, которая работает с периодическими аварийными отключениями.

Рекомендуем при выполнении замеров в нагнетательных скважинах для полного восстановления пластового давления увеличить время остановки.

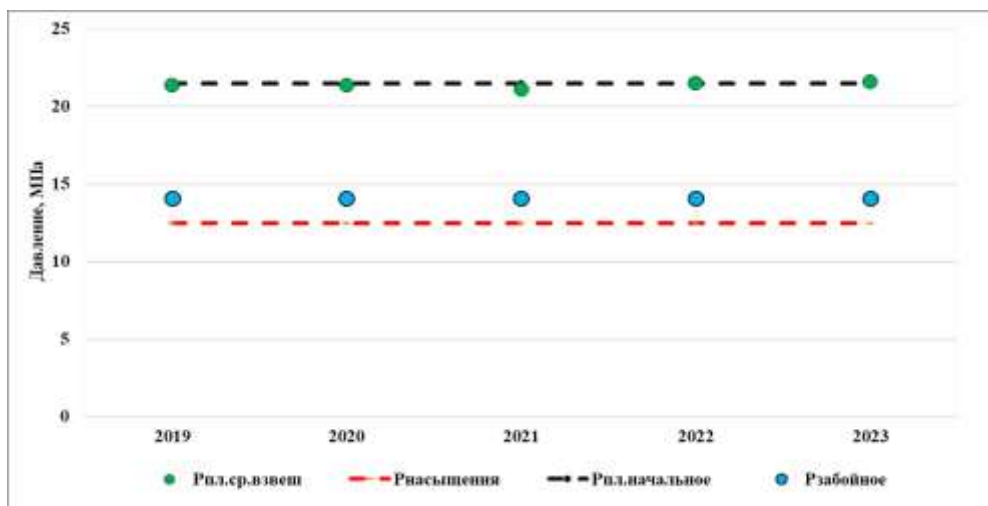


Рисунок 3.2.32- Динамика пластового давления IV объекта разработки (Ю-ХАА' горизонт)

Ю-ХБ горизонт, блок I+II (V основной объект)

Начальное пластовое давление составляло 22,5 МПа, давление насыщения нефти газом на уровне 12,1 МПа. Средневзвешенное по площади залежи текущее пластовое давление составляет 22,4 МПа, что снижено в процессе разработки относительно начального на 0,1 МПа. Динамика пластового давления объекта представлена на рисунке 3.2.38.

В построении карты изобар Ю-ХБ горизонта использованы определения пластового давления 3-х скважин. (Графическое приложение 94). Зона с пониженным давлением отмечается в районе скважины №320 (19,0 МПа).

Наблюдается запас пластовой энергии залежи, который составляет 10,3 МПа, при давлении насыщения нефти газом – 12,1 МПа.



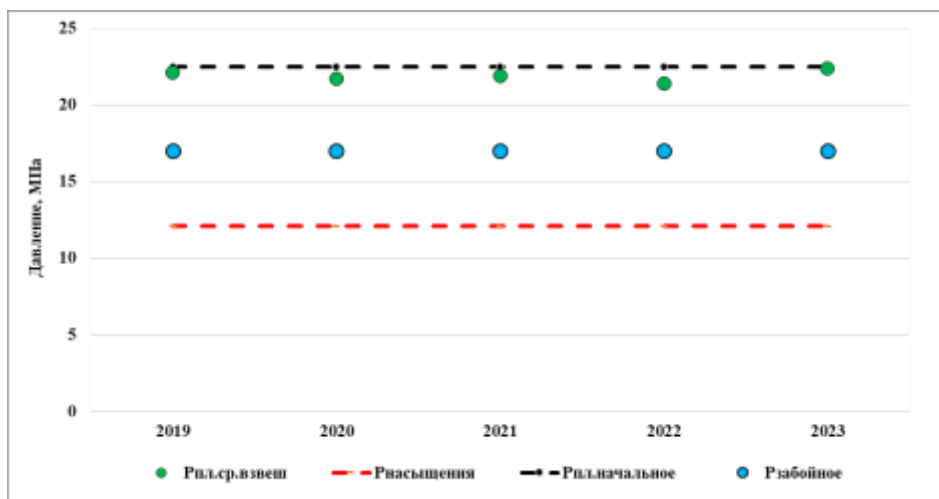


Рисунок 3.2.33- Динамика пластового давления IV объекта разработки (Ю-ХБ горизонт)

Ю- XI горизонт, блок I+II (VI основной объект)

Для построения карты изобар Ю-ХI горизонта использовались определения пластового давления 4 скважин, из них: 2 - добывающие и 2 - нагнетательные (Графическое приложение 95). Начальное пластовое давление - 22,6 МПа, давление насыщения нефти газом – 12,1 МПа. Средневзвешенное пластовое давление по площади залежи на уровне 22,7 МПа. Динамика пластового давления по объекту представлена на рисунке 3.2.39

Очаг повышенного давления наблюдается в нагнетательной скважине №283 работающей с низкой приемистостью 1,3 м³/сут, а также с периодическими аварийными отключениями. Залежь эксплуатируется с хорошим запасом пластовой энергии 10,6 МПа, при давлении насыщения нефти газом – 12,1 МПа.

Зоны пониженного давления на объекте отсутствуют, наименьшее замеренное пластовое давление составляет 22,1 МПа (скв №262).

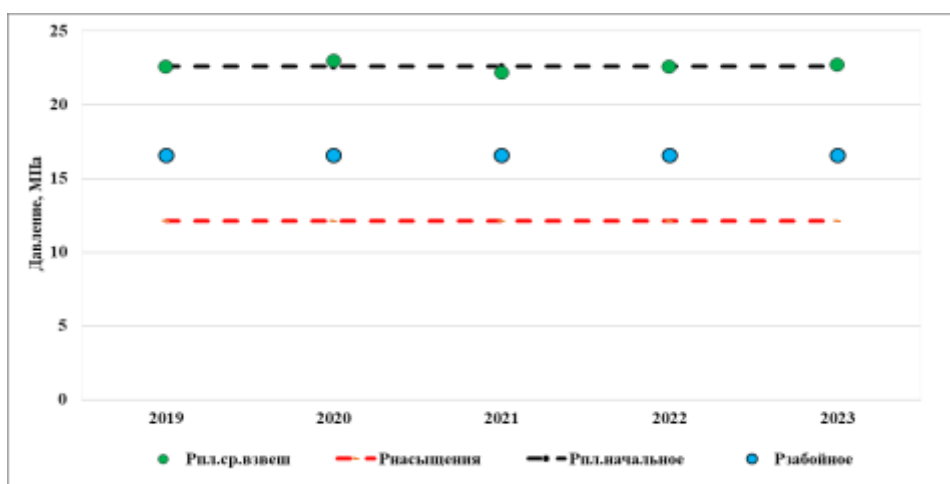


Рисунок 3.2.34- Динамика пластового давления Ю-ХI горизонта



Основные объекты II блока***Ю-ШБ горизонт, блок II (VII основной объект)***

Средневзвешенное по площади залежи текущее пластовое давление составило 15,7 МПа, что снижено в процессе разработки относительно начального на 1,7 МПа. Динамика пластового давления по объекту представлена на рисунке 3.2.40. Начальное пластовое давление составляло 17,4 МПа, давление насыщения нефти газом – 12,7 МПа.

Для построения карты изобар Ю-ШБ горизонта использовались определения пластового давления в 4 добывающих скважинах (Графическое приложение 96).

Очаг сниженного давления наблюдается в скважине №869 работающей с дебитом нефти 6,1 т/сут. В залежи наблюдается запас пластовой энергии, равный на дату анализа 3 МПа, при давлении насыщения нефти газом – 12,7 МПа.

Действующий добывающий фонд объекта составляет 11 скважин, нагнетательный фонд отсутствует. В ликвидации числится одна скважина.

Рекомендуется для поддержания давления организовать закачку на объекте путем бурения нагнетательных скважин в районе скважин №№860, 869.

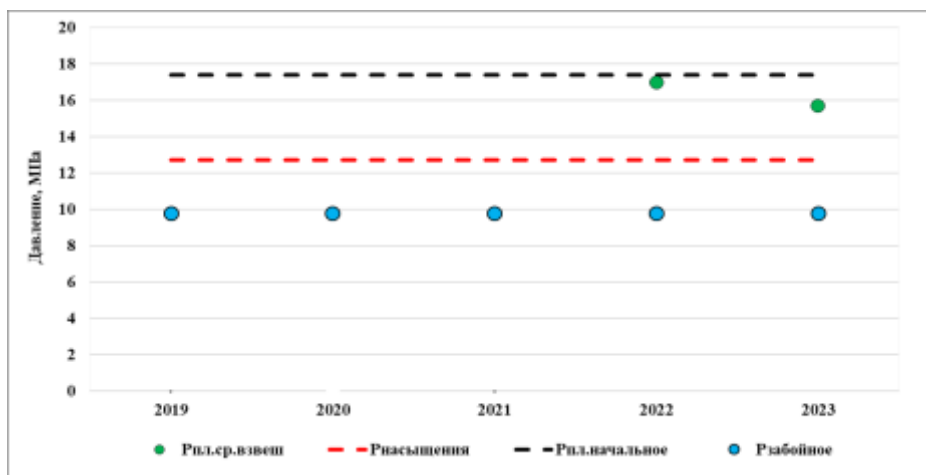


Рисунок 3.2.35- Динамика пластового давления Ю-ШБ горизонта

Ю-IV горизонт, блок II (VIII основной объект)

Залежь находится в пределах II блока месторождения, ограниченная в северо-западной и северо - восточной частях двумя разломами. Средневзвешенное по площади залежи текущее пластовое давление составляет 18,1 МПа.

Для построения карты изобар Ю-IV горизонта (Графическое приложение 97) использовались определения пластовых давлений семи скважин. Из них: 5 – добывающие и 2 – нагнетательные. Динамика пластового давления по объекту представлена на рисунке 3.2.41. Начальное пластовое давление составляло 17,8 МПа, давление насыщения нефти газом – 11,6 МПа.

Наименьшее значение пластового давления 16 МПа отмечается в юго-восточной зоне залежи в районе скважин №728, 729 и является следствием постепенного истощения



пластовой энергии за счет длительных отборов жидкости без применения систем поддержания пластовой энергии.

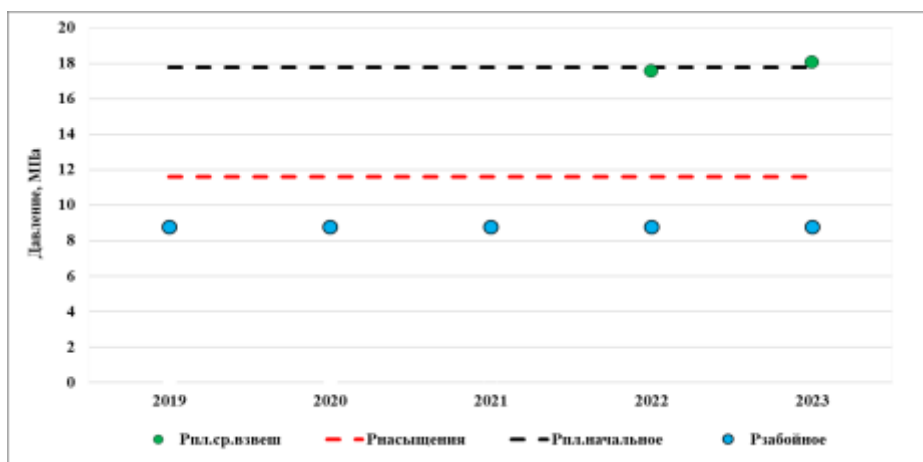


Рисунок 3.2.36- Динамика пластового давления Ю-IV горизонта

Ю-IXБ горизонт, блок II (IX основной объект)

Залежь находится в пределах II блока месторождения, ограниченная разломом в северо - восточной части. Начальное пластовое давление залежи - 20,6 МПа, давление насыщения нефти газом – 13,9 МПа. Текущее средневзвешенное пластовое давление по площади залежи составляет 20,5 МПа, что ниже начального на 0,1 МПа.

Для построения карты изобар IXБ горизонта использовались определения пластового давления в 12-х скважинах, из них: 9- добывающие и 3 - нагнетательные (Графическое приложение 98). Динамика пластового давления по объекту представлена на рисунке 3.2.42.

В районе скважины №771 наблюдается зона пониженного забойного давления (14,1 МПа), что ниже давления насыщения на 0,2 МПа. Для выравнивания энергетического потенциала рекомендуем организовать поддержание пластового давления бурением нагнетательной скважины.

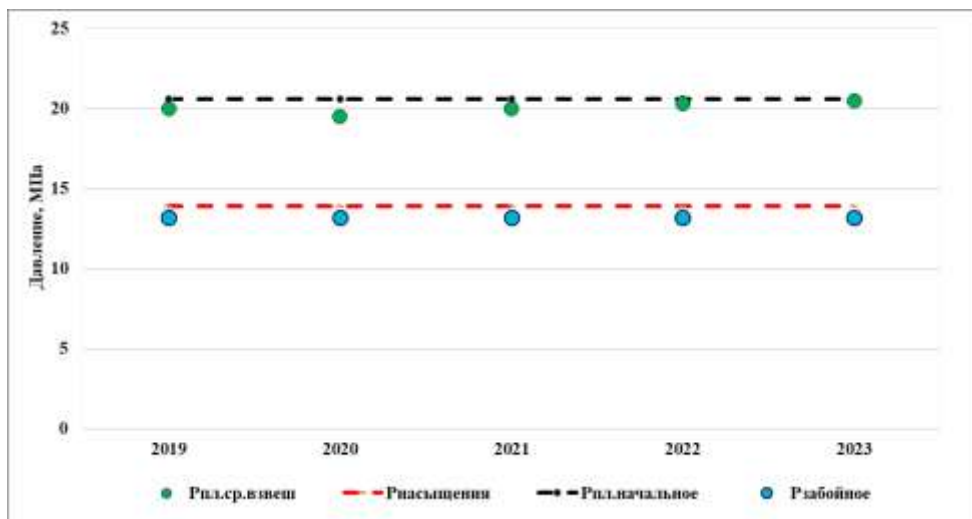


Рисунок 3.2.37- Динамика пластового давления Ю-IX горизонта



Ю-ХА₁ горизонт, блок I+II (XI основной объект)

Действующий добывающий фонд объекта составляет 14 скважин, нагнетательный фонд составляет 7 скважин.

Для построения карты изобар объекта использовались определения пластовых давлений 14 - скважин, из них: 9- добывающие и 5 - нагнетательные (Графическое приложение 99). Динамика пластового давления по объекту представлена на рисунке 3.2.43. Начальное пластовое давление - 21,9 МПа, давление насыщения нефти газом – 12,9 МПа.

Текущее средневзвешенное пластовое давление по площади залежи составило 21,8 МПа, что ниже начального на 0,1 МПа.

Зоны пониженного давления наблюдаются в районах скважин №№401 (19,1 МПа), 871 (18,3 МПа) и 896 (18,1 МПа), что выше давления насыщения на 6,2, 5,4 и 5,2 МПа соответственно. На конец периода соседние нагнетательные скважины №№427, 709, 716 находились периодически в простое с аварийными отключениями.

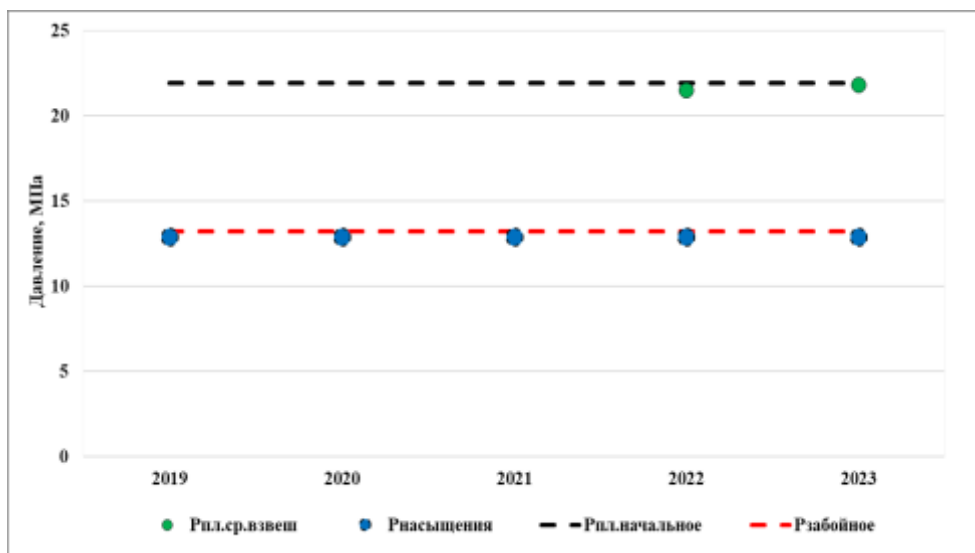


Рисунок 3.2.38- Динамика пластового давления Ю-ХА горизонта

Ю-ШАБ горизонт, блок I (III возвратный объект)

Эксплуатационный добывающий фонд объекта представлен 5 действующими скважинами и одной нагнетательной скважиной.

Для построения карты изобар ШАБ горизонта использовались определения пластового давления в 3-х добывающих скважинах (Графическое приложение 100). Динамика пластового давления по объекту представлена на рисунке 3.2.44. Начальное пластовое давление на уровне 16,5 МПа, давление насыщения нефти газом – 13,2 МПа.

Текущее средневзвешенное пластовое давление по площади залежи составило 16,3 МПа, что ниже начального на 0,2 МПа (рисунок 3.2.44).

Зона пониженного давления в районе добывающих скважин №№42, 140, 629, что обусловлено отсутствием закачки в данном районе. Для выравнивания энергетического



потенциала рекомендуем организовать поддержание пластового давления бурением нагнетательной скважины.

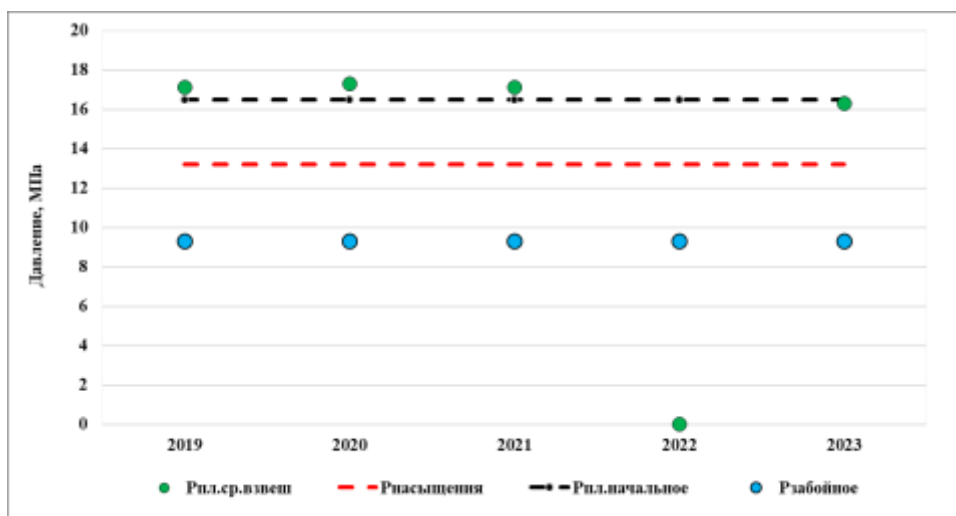


Рисунок 3.2.39- Динамика пластового давления Ю-ШАБ горизонта

Ю-IX А горизонт, блок I (VII возвратный объект)

Действующий добывающий фонд объекта составляет 11 скважин, нагнетательный фонд - 3 скважины. Для построения карты изобар использованы определения пластового давления 8 добывающих скважинах (Графическое приложение 101). Динамика пластового давления по объекту представлена на рисунке 3.2.45. Начальное пластовое давление - 20,2 МПа, давление насыщения нефти газом – 12,1 МПа.

Текущее средневзвешенное пластовое давление по площади залежи - 19,5 МПа, что ниже начального на 0,7 МПа.

Зоны пониженного давления наблюдаются в районах скважин №№255 (16,4 МПа), 438 (18,1 МПа) и 884 (17,2 МПа), что выше давления насыщения на 4,3; 6 и 5,1 МПа соответственно. Снижение пластового давления в районе скважины №255 (16,4 МПа), что обусловлено отсутствием закачки в данном районе. Для обеспечения поддержания давления организовать бурением нагнетательной скважины.

Рекомендуем провести ГИС-к на предмет выявления нарушения эксплуатационной колонны в нагнетательных скважинах №№236, 432, 774.



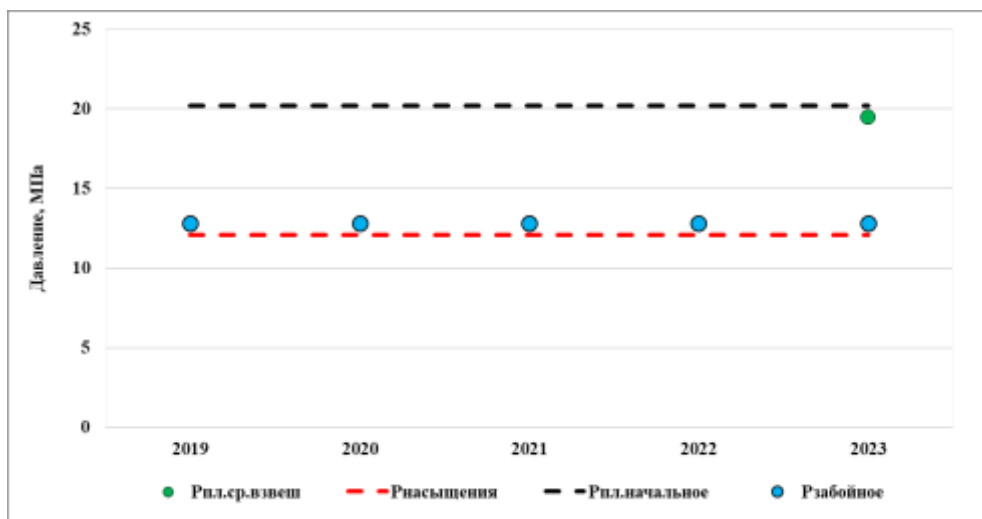


Рисунок 3.2.40 - Горизонт Ю-IXА. Динамика пластового давления

Выводы:

Анализ энергетического состояния объектов разработки показал незначительное изменение текущего пластового давления относительно начального.

На отдельных объектах разработки (горизонты Ю-IV блок I, Ю-VIB блок I, Ю-IXБ блок I, Ю-ХБ блок I, Ю-XI блок I, Ю-IXБ блок II, Ю-ХАА1 блок II) выявлены зоны, где пластовое давление находится на уровне или ниже давления насыщения нефти газом, что говорит о развитии в данных зонах процесса пластового разгазирования. Основные причины - неравномерное распределение системы ППД на объектах, низкая производительность нагнетательных скважин и непроизводительная закачка вследствие нарушения колонн.

Для восстановления энергетического потенциала в проблемных зонах необходимо своевременно обеспечить организацию системы воздействия (путем бурения нагнетательных скважин, перевода добывающих скважин под нагнетание и вывода скважин из бездействия).



Таблица 3.2.33- Энергетическая характеристика объектов разработки на 01.01.2024г.

Объекты		Горизонт	Блок	Начальное пластовое давление, МПа	Давление насыщения, МПа	Текущее забойное давление Рзаб, МПа	Пластовое давление, МПа					Рпл.тек. - Рнас., МПа	Рпл.тек. - Рпл.нач., МПа
							2019	2020	2021	2022	2023		
Основные объекты	I	Ю-IVБВ	I	17,8	14,9	9,8	17,8	17,3	17,4	17,8	17,8	2,9	0,0
	II	Ю-VIAB		19,3	11,1	10,3	19,3	19,4	18,8	19,1	19,1	8,0	0,2
	III	Ю-IXБ		20,6	14,2	12,8	20,6	20,7	20	20,5	20,8	6,6	-0,2
	IV	Ю- ХАА'		21,5	12,5	14,1	21,4	21,4	21,1	21,5	21,6	9,1	-0,1
	V	Ю-ХБ	I+II	22,5	12,1	17	22,1	21,7	21,9	21,4	22,4	10,3	0,1
	VI	Ю-XI		22,6	12,1	16,6	22,6	23,0	22,2	22,6	22,7	10,6	-0,1
	VII	Ю-III Б	II	17,4	12,7	9,8	-	-	-	17,0	15,7	3,0	1,7
	VIII	Ю-IV		17,8	11,6	8,8	-	-	-	17,6	18,1	6,5	-0,3
	IX	Ю-IXБ		20,6	13,9	13,2	20	18,0	20	20,3	20,5	6,6	0,1
	X	Ю-IXБ		21,1	13,9		-	-	-	-	-	-	-
	XI	Ю-ХАА ₁		21,9	12,9	13,2	-	-	-	21,5	21,8	8,9	0,1
Возвратные объекты	XII	Ю-IIA	I	16,2	13,2	8,8	16,4	16,0	16,4	15,6	-	-	-
	XIII	Ю-IIБ		16,2	13,2	9,1	-	-	-	-	-	-	-
	XIV	Ю-IIIAB		16,5	13,2	9,3	17,1	17,3	17,1	-	16,3	3,1	0,2
	XV	Ю-VA		18,2	11,1	13,5	-	-	-	-	-	-	-
	XVI	Ю-VIБ		19,5	15,3		-	-	-	-	-	-	-
	XVII	Ю-VIIA		18,7	14,2		-	-	-	-	-	-	-
	XVIII	Ю-IXA		20,2	12,1	12,8	-	-	-	-	19,5	7,4	0,7
	XIX	Ю-IIIA	II	16,5	12,6		-	-	-	-	-	-	-

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

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

Для определения количества потенциальных извлекаемых запасов и величины остаточных запасов при существующей системе и технологии разработки были построены характеристики вытеснения по методикам: Камбарова Г.С., Сазонова Б.Ф, Максимова М.И, Назарова С.Н.-Сипачева Н.В. и Пирвердяна А.М, которые позволили определить величину вовлеченных в активную разработку запасов нефти по каждому горизонту и в целом по месторождению.

По состоянию на 01.01.2024г. из залежей месторождения Асар извлечено 7145,2 тыс.т нефти, 15507,0 тыс.т жидкости и 571,9 млн.м³ газа, нефтеотдача достигла 14 %, текущая степень выработанности утвержденных извлекаемых запасов нефти составила 47,0% при текущей обводненности добываемой продукции 63,9 %.

Методы, данной группы основаны на наличии тесной связи между накопленными отборами нефти, воды и жидкости, выявленной на основе анализа интегральных кривых отборов по ряду залежей. Методы Назарова С.Н., Сипачева Н.В. и Сипачева, Посевича описывают прямую зависимость роста водонефтяного фактора (ВНФ) от роста добычи воды с ростом обводненности добываемой продукции. Чем выше накопленный водонефтяной фактор, стабильнее и равномернее ведется разработка изучаемого объекта, тем актуальнее применение данных методов.

Методика по Камбарову Г.С. основана на построении графика зависимости отношения единицы к суммарной добыче жидкости от суммарной добычи нефти – $1/Q_{ж}=f(Q_n)$. Продолжением кривой до пересечения с осью X определяем величину вовлеченных в активную разработку извлекаемых запасов нефти.

Методика по Назарову С.Н. основана на построении графика зависимости отношения суммарной добычи нефти к суммарной добыче жидкости от суммарной добычи воды – $\Sigma Q_{ж}/\Sigma Q_n=f(\Sigma Q_v)$. Добавляем прямолинейную линию тренда и по полученному уравнению определяем величину вовлеченных в активную разработку извлекаемых запасов нефти.

Методика по Копытову основана на построении зависимости произведения суммарной добычи нефти на годы разработки от годов разработки – $T \times \Sigma Q_n=f(T)$.



Продолжением кривой до пересечения с осью X определяем величину вовлеченных в активную разработку извлекаемых запасы нефти. Добавляем прямолинейную линию тренда, полученное уравнение определяет величину вовлеченных в активную разработку извлекаемых запасов нефти.

Методика по Пирвердян А.М. основана на построении зависимости отношения единицы к суммарной добыче жидкости под корнем от суммарной добычи нефти – $1/\sqrt{Q_{ж}}=f(Q_n)$. Продолжением кривой до пересечения с осью X определяем величину вовлеченных в активную разработку извлекаемых запасов нефти.

Значения вовлеченных запасов, определенные по 6-ти выбранным методикам, представлены в таблице 3.2.34 и на рисунках 3.2.46-3.2.50, в которых отображено соотношение между утвержденными, вовлеченными и отобранными запасами нефти по основным и возвратным объектам месторождения. В качестве примера представлена иллюстрация зависимостей I объекта разработки (IV горизонт, I блок).

Анализ характеристик накопления позволил определить величину вовлеченных в активную разработку запасов нефти по каждому горизонту и в целом по месторождению. Величины вовлеченных запасов, определенные по различным методикам, имеют небольшой разброс, что связано с различными подходами в каждой методике и различным состоянием разработки объектов эксплуатации. Поэтому в качестве величины вовлеченных запасов принимается средняя величина, определенная по всем методикам.

По состоянию на 01.01.2024 г. на месторождении Асар вовлечено в активную разработку 11,164 млн. т нефти, что соответствует нефтеотдаче 29,7 %.

Как видно из горизонты основных объектов эксплуатации с наибольшими вовлеченными запасами нефти являются Ю-IXБ, Ю-IV и Ю-ХА блока I, что объясняется величинами извлекаемых запасов, большей частью действующего добывающего фонда, бурением новых скважин, а также количеством проводимых ГТМ. Из разрабатываемых на сегодняшний день объектов горизонт Ю-IIIБ блока Ia характеризуется наименьшими вовлеченными запасами.



Таблица 3.2.34- Вовлеченные запасы нефти по различным характеристикам вытеснения по
состоянию на 01.01.2024 г.

Состояние на 01.01.2024 г.										
Объекты		Горизонт	Блок	Назаров-Сипачев	Максимов М.И.	Сазонов Б.Ф.	Камбаров Г.С.	Сипачев-Посевич	Пирвердян	Среднее значение
				Q _{вов}	Q _{вов}	Q _{вов}	Q _{вов}	Q _{вов}	Q _{вов}	Q _{вов}
Основные объекты	I	Ю-IV	I	1295	1821	2110	1394	1888	1453	1660
	II	Ю-VIB		-	-	-	571	-	649	610
	III	Ю-IXБ		3043	-	-	2759	-	3023	2941
	IV	Ю-ХАА'		875	1104	1258	984	1126	980	1054
	V	Ю-ХБ	I+II	676	-	-	580	-	636	628
	VI	Ю-XI		444	591	610	361	739	383	502
	VII	Ю-III Б	II	346	397	391	201	780	216	334
	VIII	Ю-IV		-	-	-	319	-	361	340
	IX	Ю-IXБ		493	734	812	432	962	481	618
	X	Ю-IXБ		59	172	100	42	23	49	93
	XI	Ю-ХА ₁		933	832	815	483	-	510	766
Возвратные объекты	XII	Ю-IIА	I	666	991	1114	679	-	713	862
	XIII	Ю-IIБ		77	108	115	63	-	69	91
	XIV	Ю-IIIАБ		-253	-	867	403	-	463	339
	XV	Ю-VA		5	-	10	5	-	5	6
	XVI	Ю-VIIБ		166	-	54	23	-	28	81
	XVII	Ю-VIIА		-	-	-	-	-	-	-
	XVIII	Ю-IXА		638			755	-	808	696
	XIX	Ю-IIIА	II	1	-	1	0	-	0	1

По возвратным эксплуатационным объектам, горизонты с наибольшими вовлеченными запасами нефти являются Ю-IIА и Ю-ХБ, что объясняется в первую очередь высокими дебитами по нефти возвращаемых скважин, а также проведением различных ГТМ.

Информация о выработанности запасов и коэффициентах извлечения нефти по объектам разработки и в целом по месторождению приведена в таблице 3.2.35 и на рисунках 3.2.52-3.2.54. Вовлеченные в активную разработку запасы нефти в целом по месторождению на 01.01.2024 г. составили 11 164 тыс.т.

Отбор от НИЗ нефти на основных эксплуатационных объектах составляет от 16,5 до 62,2 %, максимальный отбор производится по горизонту Ю-IX блока I, отбор от НИЗ нефти на возвратных объектах составляет от 6,3 (горизонт Ю-IIIА блок I) до 64,4 % (горизонт Ю-IXА блок I).

По всем основным объектам отмечается рост обводненности, в особенности по горизонтам Ю-ХА блок I и Ю-ХА₁ блок II.

На возвратных объектах выработка запасов объект Ю-IIА выработанность составила 63,6% от извлекаемых при обводненности 63%, объекты Ю-IIБ, IIIАБ, IXА выработаны на 32,6-64,4 %.



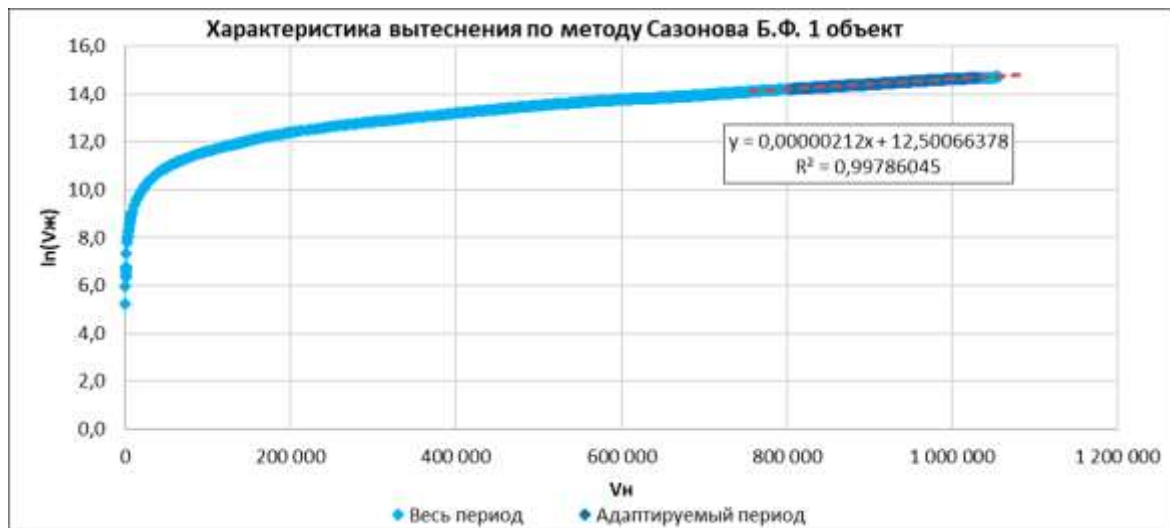


Рисунок 3.2.41- Характеристика вытеснения нефти по методу Сазонова

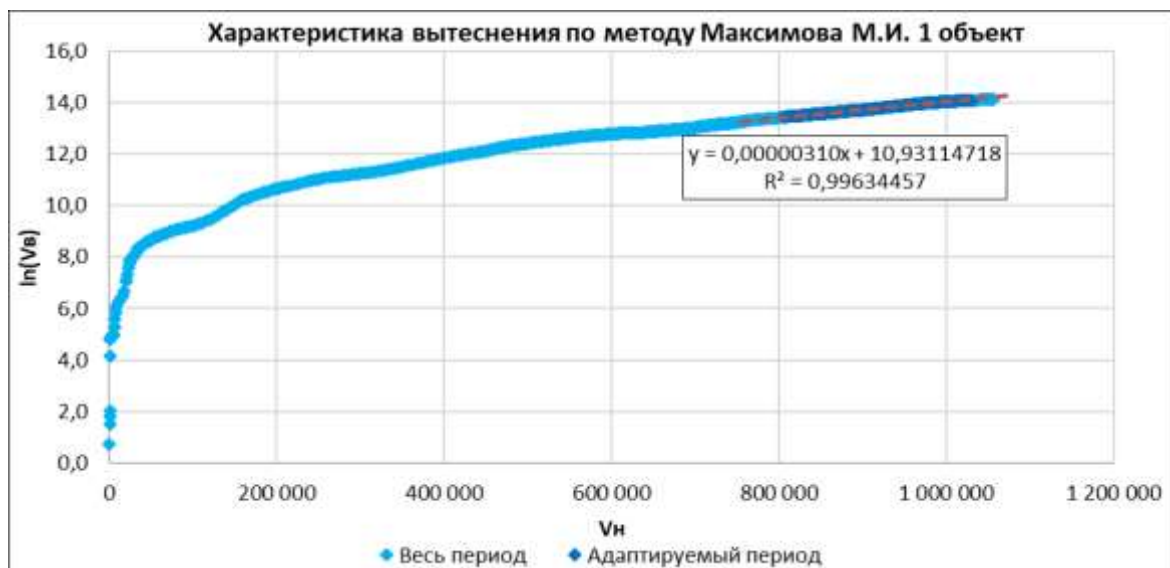


Рисунок 3.2.42- Характеристика вытеснения нефти по методу Максимова

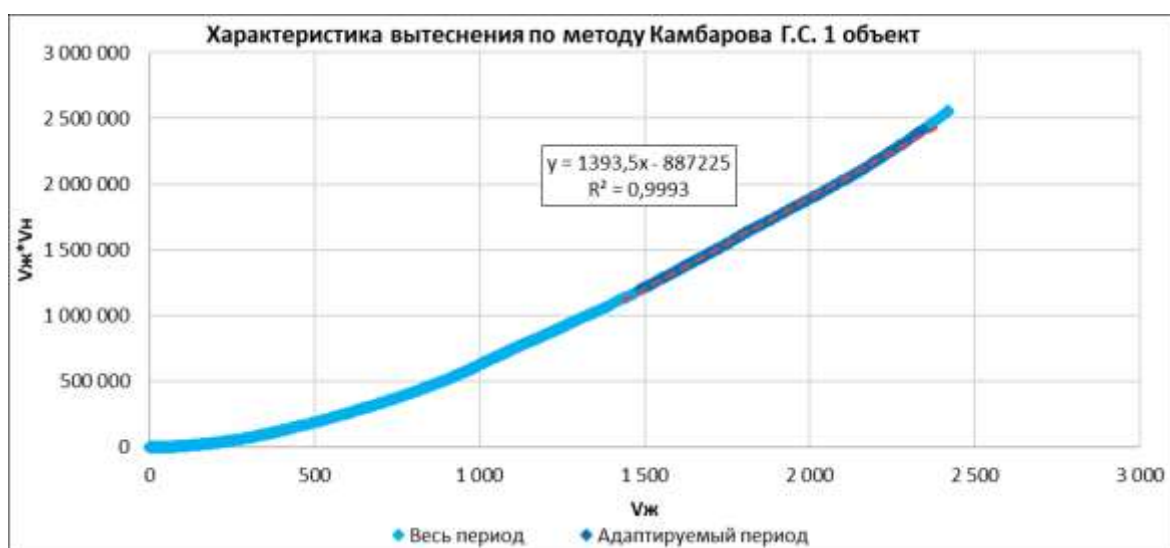


Рисунок 3.2.43- Характеристика вытеснения нефти по методу Камбарова



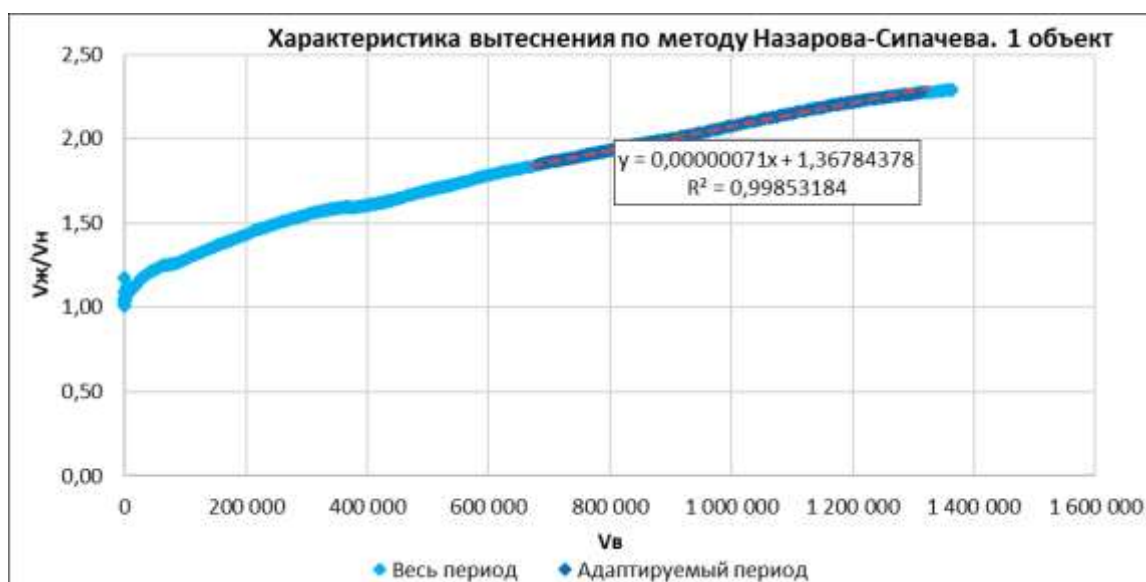


Рисунок 3.2.44- Характеристика вытеснения нефти по методу Назаров-Сипачев

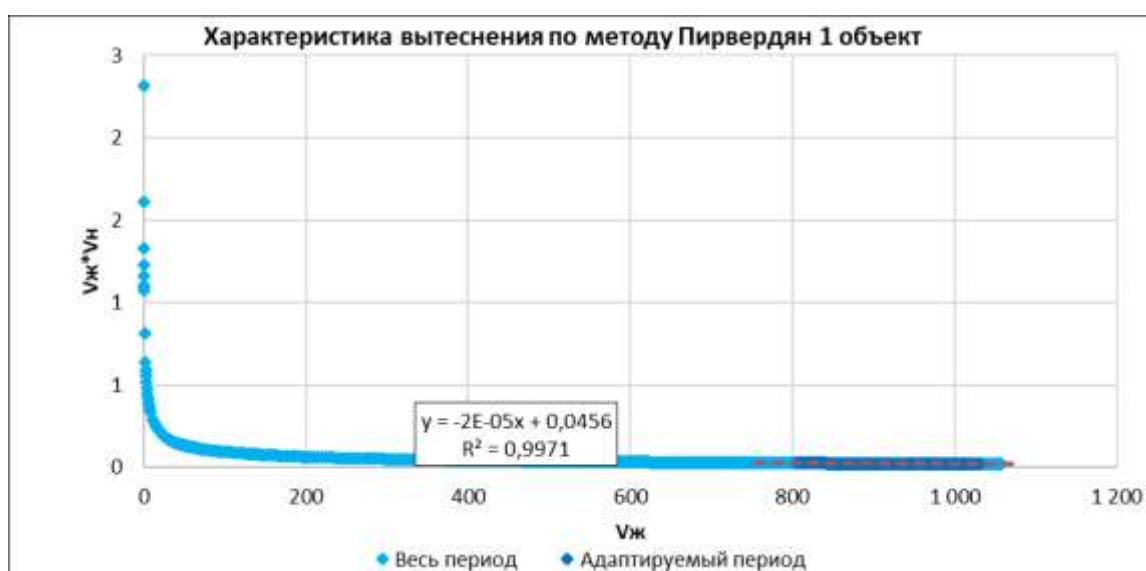


Рисунок 3.2.45- Характеристика вытеснения нефти по методу Пирвердяна



Таблица 3.2.35- Выработанность извлекаемых запасов нефти по состоянию 01.01.2024г.

№ объекта	Объекты разработки	Блок	Запасы нефти, тыс. т		Накоплен- ная добыча нефти, тыс. т	Вовлечен- ные запасы нефти, тыс. т	Остаточные от извлекае- мых, тыс. т	Остаточные от вовлеченных, тыс. т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.		
			геол.	извл.						утвержденный	текущий	потенциальный
Основные объекты												
1	Ю-IVБВ	I	5553	1736	1077,3	1660	658,7	582,7	62,1	0,313	0,194	0,299
2	Ю- VIAB		2617	845	268,2	610	576,8	341,8	31,7	0,323	0,102	0,233
3	Ю-IXБ		12083	3478	2164,2	2941	1313,8	776,8	62,2	0,288	0,179	0,243
4	Ю- ХАА'		4481	1322	763,7	1055	558,3	291,3	57,8	0,295	0,170	0,235
5	Ю-ХБ	I+II	2033	671	396,3	628	274,7	231,7	59,1	0,33	0,195	0,309
6	Ю-XI	I+II	2047	672	293,3	502	378,7	208,7	43,6	0,328	0,143	0,245
7	Ю-IIIБ	II	2607	708	131	334	577	203	18,5	0,272	0,050	0,128
8	Ю-IVБ		2088	494	186,8	340	307,2	153,2	37,8	0,237	0,089	0,163
9	Ю-IXБ		5747	1968	325,2	618	1642,8	292,8	16,5	0,342	0,057	0,108
10	Ю-IXБ		808	72	28,1	28,1	43,9	0,0	39,0	0,089	0,035	0,115
11	Ю-ХАХА ₁	I+II	3511	963	289,6	766	673,4	476,4	30,1	0,274	0,082	0,218
Возвратные объекты												
1	Ю-IIА	I	1888	691	439,3	538	251,7	98,7	63,6	0,366	0,233	0,457
2	Ю-ПБ		390	126	41,1	91	84,9	49,9	32,6	0,323	0,105	0,233
3	Ю-IIIAB		1676	397	184,4	339	212,6	154,6	46,4	0,237	0,110	0,202
4	Ю-VA		623	46	3,5	3,5	42,5	0,0	7,6	0,074	0,006	0,010
5	Ю-VIIБ2		138	38	13,1	13,1	24,9	0,0	34,5	0,275	0,095	0,587
6	Ю-VIIIA		454	126	0	0,029	126	-	0,0	0,278	0,000	-
7	Ю-IXA		2321	838	539,6	697	298,4	157,4	64,4	0,361	0,232	0,300
8	Ю-IIIА	II	145	7	0,4	0,4	6,6	0,0	5,7	0,048	0,003	0,007
По месторождению			51210	15198	7145,2	11 164	8052,8	4019,0	47,0	0,297	0,140	0,227

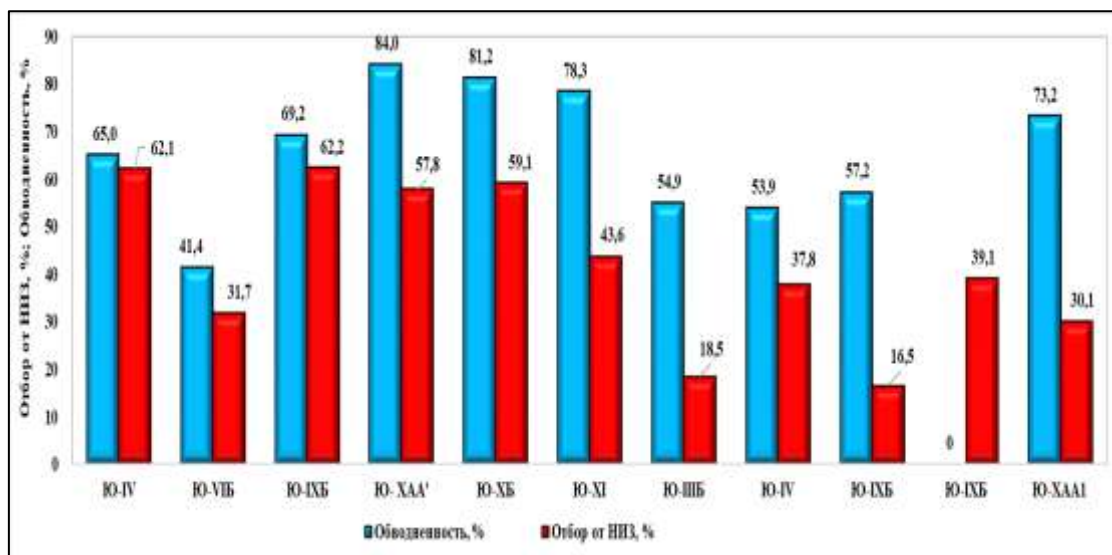


Рисунок 3.2.46- Оценка выработки запасов по основным объектам на 01.01.2024 г.

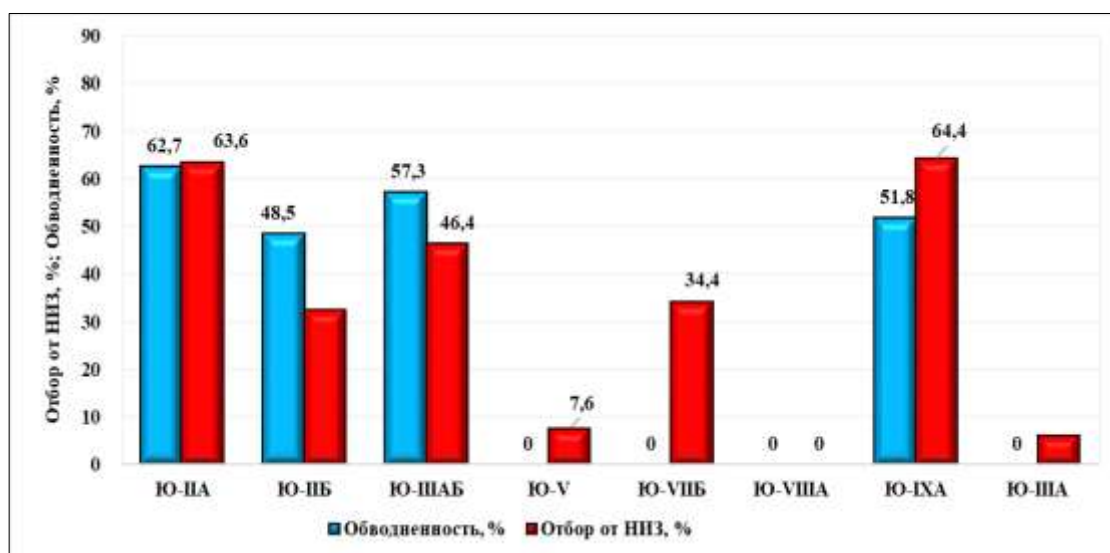


Рисунок 3.2.47- Оценка выработки запасов по возвратным объектам на 01.01.2024 г.

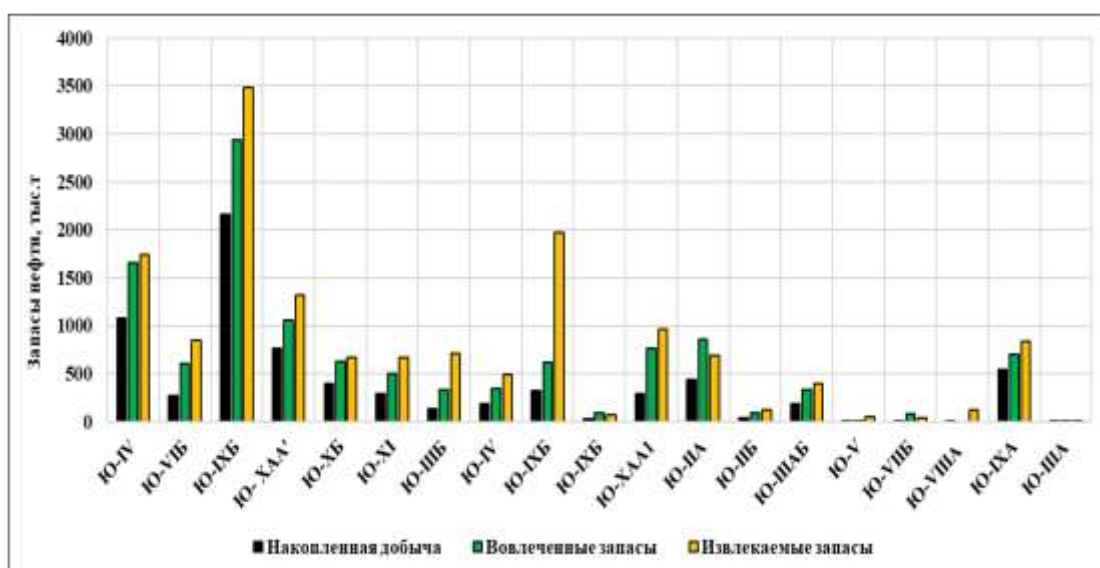


Рисунок 3.2.48- Оценка вовлеченных запасов при существующей системе разработки по всем объектам на 01.01.2024г.



3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Пересчет геологических запасов, выполненный по состоянию на 01.01.2024 г., был рассмотрен и утвержден в ГКЗ РК в декабре 2023 года [30]. В Государственном балансе РК запасы нефти месторождения учтены по промышленным категориям В, С₁ и категории С₂.

Действующим проектным документом является «Проект разработки месторождения Асар» [25], в соответствии с которой в настоящее время ведется разработка данного месторождения.

На ЦКРР РК к реализации был принят и утвержден вариант 3 с проектными показателями до 2043г. и предусматривающий совершенствование системы разработки объектов за счет организации площадной обращенной девяти точечной системы разработки месторождения с применением методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов.

В реализуемом варианте разработки месторождения были выделены 12 основных и 10 возвратных эксплуатационных объектов разработки. В проекте предусмотрено бурение 192 скважины, в том числе – 135 добывающих, из них 127 вертикальных и 8 горизонтальных, нагнетательный фонд для бурения составил 57 единиц.

Совершенствование системы разработки объектов за счет организации площадной обращенной девятиточечной системы разработки на всех основных объектах разработки, с плотностью сетки 9 га/скв (300х300 м), с учетом сложившегося фактического размещения пробуренных скважин.

В связи с необходимостью дальнейшего усовершенствования рациональной системы разработки месторождения в ПР была рассмотрена возможность применения новой технологии одновременно - раздельной закачки (ОРЗ), с рекомендуемыми участками для проведения ОПИ. На дату составления отчета работы по применению технологии ОРЗ не осуществлено.

Рассмотрены геолого-технические мероприятия, связанные с реабилитацией существующего фонда скважин, такие как выводы из бездействия, возвраты и переводы на другие объекты. А также работы, связанные с различными проблемными причинами простоев - физическая ликвидация, консервация, переводы скважин в другие категории, изоляции обводненных интервалов или не работающих интервалов при одновременной эксплуатации нескольких объектов, капитальные и подземные ремонты скважин и др.

Действующим проектным документом предусмотрено поэтапное включение в эксплуатации не разрабатывающихся объектов разработки, таким образом плановое введение в эксплуатацию представлено следующим образом, с 2023 года:

1. Объект III (горизонт Ю-VIIIА)



2. Возвратный объект IV (Ю-V горизонт)
3. Возвратный объект V (Ю-VIБ горизонт)
4. Возвратный объект X (Ю-IXА горизонт)

С 2024 года:

1. Объект XII (Ю-IXБ горизонт)

С 2030 года:

2. Возвратный объект IX (Ю-IIIА горизонт).

А также на месторождении в настоящее время объект VIII (Ю-ХБ + Ю-ХI горизонты) не разрабатывается. На объекте работала одна единственная скважина №408, которую в июне 2019 года перевели на вышележащий IXБ горизонт.

По состоянию на 01.01.2024 г. эксплуатационный добывающий фонд составил 189 скважин, в том числе действующих 152 единицы, в бездействующих 37 единицы. Нагнетательный фонд представлен 79 скважинами, в том числе 55 из них в действии и 24 в бездействии. В консервации числится 5 скважин, в контрольном 17 скважин и в ликвидации 40 скважин.

С начала разработки на месторождении ликвидированы 40 скважин, в том числе из добывающего фонда 32 единицы и 8 нагнетательных в основном по техническим причинам.

По состоянию на 01.01.2024 г. всего из залежей месторождения извлечено 7145,2 тыс. т нефти, 15507 тыс. т жидкости и 572 млн. м³ газа. Отбор нефти от утвержденных извлекаемых запасов составляет 47 % при текущей обводненности продукции скважин 64 %. Текущий коэффициент извлечения нефти – 0,140 д.ед., при утвержденной величине 0,297 д.ед.

За анализируемый период 2019-01.01.2024гг. проектным документом [25] было предусмотрено бурение 85 добывающих и 28 нагнетательных скважин. В действительности, фактически пробурено 93 добывающих и 26 нагнетательных скважин, при этом две скважины №№733 и 734 (Ю-10А, блок 1) пробурены на

На дату анализа фактически пробуренные добывающие скважины превышают проектные на 8 единиц, а по нагнетательному фонду не достигает 2 скважины. Из анализа пробуренных скважин видно, что среднегодовые дебиты скважин за первый год работы превышают проектные, что связано в основном низкой обводненностью по сравнению с проектной. Накопленная добыча нефти новых скважин за 5 лет составила 828,7 тыс. тонн с технологической эффективностью 56%, при этом индекс прибыльности PI составил – 1,7 д.ед. Средний срок окупаемости бурения скважин составляет 2,7 года (таблица 3.2.36).



Таблица 3.2.36- Анализ новых скважин, пробуренных в период 2019-2023гг.

Годы	Всего скв.	Плановые среднесуточные дебиты			Среднегодовые дебиты за 1-й год работы			Текущие среднесуточные дебиты на 01.01.24			Годовая добыча нефти, тыс. т / ср. отр. дни	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Технол.ог. успешн.ость, %	PI	Срок окупаемости, лет
		qж, т/сут	qn, т/сут	Обв., %	qж, т/сут	qn, т/сут	Обв., %	qж, т/сут	qn, т/сут	Обв., %					
2019	15	28,8	14,8	49	30,0	9,9	66,9	20,5	8,7	57,6	22,8 / 153	194,6	40	1,5	3,5
2020	21	27,7	10,2	63	24,0	9,0	62,4	14,1	5,3	62,5	29,5 / 157	178,2	50	2,0	3,0
2021	29	22,1	9,0	59	19,0	7,8	59,0	13,8	5,4	61,0	29,4 / 134	169,1	64	1,2	4,5
2022	14	28,8	6,8	76	22,0	7,3	66,8	24,4	4,7	80,9	14,4 / 132	29,2	50	0,5	-
2023	12	22,9	6,8	70	20,7	7,8	62,4	17,6	6,3	64,1	14,6 / 155	14,6	60	0,4	-
Итого	91	26,1	9,5	63,5	23,1	8,4	63,9	18,1	6,1	66,4	111 / 146	585,7	53	1,1	2,7

Распределение пробуренных скважин по объектам эксплуатации представлено в таблице 3.2.37.

Таблица 3.2.37- Распределение пробуренных скважин по объектам эксплуатации

№ объекта	Горизонты	Блок	Пробуренные скважины		Проектные скважины	
			2019-2023 гг.			
			добывающие	нагнетательные	добывающие	нагнетательные
Основные объекты						
1	Ю-IV	I	2		8	3
2	Ю-VIB			2	2	1
3	Ю-VIIA				5	
4	Ю-IXБ		39	3	16	5
5	Ю-XA		3	2	8	3
6	Ю-XI		5	1	8	2
7	Ю-XA+A ₁	Ia	1		2	
8	Ю-IIIБ	II			9	4
9	Ю-IV		12	5	7	2
10	Ю-IXБ		20	5	9	5
11	Ю-XA ₁		11	3	10	3
12	Ю-IXБ	III			1	
Возвратные объекты						
1	Ю-IIA	I				
2	Ю-IIБ					
3	Ю-IIIА+ Б					
4	Ю-V					
5	Ю-VIIБ					
6	Ю-IXA		2	1		
7	Ю-XБ		4			
8	Ю-XБ+Ю-XI	Ia				
9	Ю-IIIА	II				
10	Ю-IXA					
Итого пробурено			99	22	85	28

Как видно из представленной таблицы активное разбуривание приходится на объекты IV и X. Наибольшее количество скважин пробурено на IV объект (горизонт Ю-IXБ, блок I), куда приходится 34 % от всего пробуренного фонда за анализируемый период. Далее по убыванию в соотношении приходятся объекты X (горизонт Ю-IXБ, блок II I) и IX



(горизонт Ю-IV, блок II), которые составили 20 % и 14 % соответственно. По остальным объектам соотношение пробуренных скважин колеблется в диапазоне от 1 до 7 %.

В целях интенсификации добычи нефти на месторождения Асар за анализируемый период с 2019 по 2023 гг. проведены гидроразрывы пластов в 47 скважинах и скрин ГРП в 5 скважинах. В результате проведенных ГРП в 47 скважинах получена дополнительная добыча 40 тыс.т. со средней продолжительностью 142 дня, при этом технологическая успешность составила 60% со средним сроком окупаемости полгода. (таблица 3.2.38). Анализ проведенных 5ти скрин ГРП, проведенных в 2022 и 2023 годах, показал дополнительную добычу нефти составила 5 тыс. тонн со средней продолжительностью 145 дней и 100% успешностью, при этом средний срок окупаемости составил полгода. (таблица 3.2.39).

Таблица 3.2.38- Анализ скважин месторождения Асар с проведенными ГРП

Год	Кол. скв.	Средний дебит до ГТМ			Средний дебит после ГТМ			Средний прирост		Доп. добыча нефти, тыс.т./ ср. отр. дни	Тех. успешность, %	PI, д. ед.	Срок окупаемости, лет
		Qж, т/сут	%	Qн, т/сут	Qж, т/сут	%	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Qн, т/сут				
2019	7	4	55	1,9	33	58	9,2	29	7,3	9 / 229	43	3,2	0,7
2020	11	6	66	1,4	31	65	9,5	25	8,1	15 / 144	78	4,7	0,3
2021	9	5	53	1,8	20	49	8,2	15	6,4	5 / 77	50	1,6	1,1
2022	11	10	34	4,4	24	62	9,0	14	4,6	8,5 / 138	60	2,9	0,5
2023	9	6	44	3,4	17	68	5,3	11	1,9	2,2 / 123	67	4,9	0,4
Итого	47	6	51	2,6	25	60	8,2	19	5,6	40 / 142	60	3,4	0,6

Таблица 3.2.39- Анализ скважин месторождения Асар с проведенными скрин ГРП

Год	Кол. скв.	Средний дебит до ГТМ			Средний дебит после ГТМ			Средний прирост		Доп. добыча нефти, тыс. т/ ср. отр. дни	Тех. успешность, %	PI, д. ед.	Срок окупаемости, лет
		Qж, т/сут	%	Qн, т/сут	Qж, т/сут	%	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Qн, т/сут				
2022	1	5	27	3,0	26	70	7,7	21	4,7	0,2 / 48	100	4,0	1,1
2023	4	4	37	2,3	13	47	6,8	10	4,5	4,8 / 242	100	6,7	0,0
Итого	5	4	32	2,6	20	58	7,3	15	4,6	5 / 145	100	5,4	0,6

Таблица 3.2.40- Анализ скважин месторождения Асар, возвращенных на вышележащие горизонты (ПВЛГ)

Год	Кол-во скважин	Ожидаемые среднегодовые параметры			Фактические среднегодовые параметры			Годовая добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча нефти, тыс. т	PI	Срок окупаемости, лет
		Qж, т/с	Qн, т/с	%	Qж, т/с	Qн, т/с	%				
2019	5	20	4,5	78	46	22,7	51	28,3	28,3	30	менее года
2020	9	15	3,5	77	30	7,6	75	10,7	39,0	8,3	менее года
2021	8	18	5	72	12	6,4	47	12,4	51,4	2,8	менее года
2022	10	20	4	80	26	14	46	28	79,4	10,3	менее года
2023	8	16	3,5	78	5	1,9	62	3,9	83,3	8,19	менее года
Итого	40	18	4,1	77	23,8	10,5	56		83,3	11,9	



Таблица 3.2.41- Анализ скважин месторождения Асар с проведенными прострелочно-взрывными работами (ПВР)

Год	Кол-во скважин	Ожидаемые среднегодовые параметры			Фактические среднегодовые параметры			Годовая добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча нефти, тыс. т	PI	Срок окупаемости, лет
		Qж, т/с	Qн, т/с	%	Qж, т/с	Qн, т/с	%				
2019	2	20	3	85	32	3,1	90	5,1	5,1	0,6	менее года
2020	2	20	2,5	88	19	4,6	76	7,4	12,5	9,6	менее года
2021	1	15	2,5	83	6	3	50	0	12,5	0	менее года
2022	1	20	3	85	28	15,9	42	2	14,6	2,1	менее года
2023	2	16	3	81	10	1,1	89	1,3	15,9	2,3	менее года
Итого	8	18	2,8	85	18,9	5,5	71		15,9	2,9	

Таблица 3.2.42- Анализ скважин месторождения Асар, выведенных из бездействия (ВБД) за период 2019-2023гг.

Год	Кол-во скважин	Ожидаемые среднегодовые параметры			Фактические среднегодовые параметры			Годовая добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча нефти, тыс. т	PI	Срок окупаемости, лет
		Qж, т/сут	Qн, т/сут	%	Qж, т/с	Qн, т/сут	%				
2019	2	20	3	85	33	2,5	92	1,1	1,1	1,6	менее года
2020	1	20	3	85	37	21,5	42	1,3	2,5	39,4	менее года
2021									2,5		менее года
2022	1	15	2,5	83	5	0	100	0,8	3,3	-0,11	менее года
2023									3,3		менее года
Итого	4	18	2,8	85	25,0	8,0	68		3,3	13,6	

За отчетный период было выполнено 234 сложных гидродинамических исследований, таких как ИК, КВУ, КВД, КПД.

Гидродинамические исследования по месторождению проводятся в достаточном объеме.

За отчетный период на месторождении проведено всего 190 геофизических исследований. Виды исследования, выполненные за исследуемый период подразделяются на: определение работающих интервалов – 83 операции, определение герметичности колонны – 35 операции, отбивки забоев – 62 операций, привязка к глубине перфорации – 9 операций, определение дефекта колонны – 1 операций.

За анализируемый период на месторождении исследования АКЦ выполнено в добывающем фонде скважин – 78 исследований в новых пробуренных скважинах, 13 исследований – в старом фонде скважин, во время проведения ГТМ. В нагнетательном фонде скважин выполнено – 19 исследований в новых пробуренных скважинах, 2 исследований в старом фонде скважин.

Ежегодно исследования статических и динамических уровней проводятся не реже 1 раза в квартал по всему действующему фонду. Работа подземного оборудования контролируется путем снятия динамограмм, которые проводятся в скважинах, эксплуатируемых механизированным способом с периодичностью 1 раз в месяц.



Таким образом, процесс разработки месторождения можно охарактеризовать в целом, как удовлетворительный. Получаемая информация в процессе разработки месторождения по результатам проводимых геолого-промысловых исследований позволяет решать поставленный круг задач и определить на будущее проведение комплекса необходимых исследовательских работ для ведения рациональной разработки месторождения.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

3.3.1 Обоснование выделения объектов разработки

В промышленную эксплуатацию многопластовое месторождение Асар вступило в 1974 г.

Действующим проектным документом на разработку является «Проект разработки месторождения Асар», составленный «КазНИПИМунайгаз», г.Актау в 2019 г. и утвержденная ЦКРР РК (протокол №10/7 от 31.05.2019 г.) [25].

По материалам текущего пересчета запасов в разрезе Асарского месторождения по промыслово-геофизическим данным и единой для Южного Мангышлака номенклатуре, выделяются 13 горизонтов. Из общего числа выделенных горизонтов продуктивными являются залежи с Ю-II по Ю-XI горизонты, к которым приурочены 29 нефтяных, 4 газовых и 6 газонефтяных залежей (раздел 2.1, таблица 2.1).

Продуктивные залежи разделены на два блока, которые разделены между собой малоамплитудным тектоническим экраном. Продуктивность Ю-II, III, IV, VI, IX, X и XI горизонтов распространена в I и II блоках, а Ю-V, VII, VIII горизонтов - только в I блоке.

В связи с уточнением геологического строения залежей месторождения в ПЗ 2023г, изменилось представление о наличии и количестве залежей и блоков эксплуатационных горизонтов, т.е. залежи Ю-IV, Ю-VБ, Ю-IXБ и Ю-XБ горизонты были разделены на несколько пачек (разукрупнились), существующие ранее 1а и 3 блоки отнесены к 1 и 2 блокам соответственно.

Вновь пересчитанные начальные геологические запасы нефти в целом по месторождению составляют 51210 тыс. т, что на 6793 тыс. т (15,3%) выше числящихся на Государственном балансе (утвержденных) геологических запасов (44 417 тыс. т). Сопоставление запасов нефти по залежам горизонтов (блокам) и в целом по месторождению в ПЗ-2023г с ПЗ-2009г. [12] представлено в таблице 3.4.1.

В результате анализа выделены 11 основных эксплуатационных объектов разработки с разбуриванием их самостоятельными сетками скважин и 8 возвратных эксплуатационных объектов разработки, которые представлены в таблице 3.4.2.

При обосновании выделения эксплуатационных объектов разработки была



проведена оценка всех определяющих критериев выделения объектов, к которым отнесены: характер насыщения продуктивных залежей, объем сосредоточенных в них запасов, эффективные нефтенасыщенные толщины, размер, форма и конфигурация залежей, степень их совпадения в плане, продуктивные и фильтрационные свойства пластов и характер их распределения по площади, физико-химические свойства насыщающих флюидов. В I основной объект разработки объединены залежи Б и В, горизонта Ю-IV по вышеперечисленным критериям выделения объектов разработки и расположены в блоке 1.

Залежи А и Б горизонта Ю-VI выделены в один основной II объект разработки I блока, где по результатам прироста запасов был выполнен перевод запасов залежи Ю-VIA из категории C_2 , в C_1 .

Таблица 3.3.1- Распределение геологических запасов нефти промышленной категории по горизонтам и блокам разработки (ПЗ-2023г)

Утвержденные запасы нефти, ПЗ 2009г.			Пересчитанные запасы нефти, ПЗ-2023г.			Разница, тыс. т.	Примечание	
Горизонт	Блок	Геол. апасы, тыс. т.	Горизонт	Блок	Геол. запасы, тыс. т.			
1	2	3	4	5	6	7	8	
Ю-ПА	1	1240	Ю-ПА	1	1888	648		
Ю-ПБ		193	Ю-ПБ		390	197		
Ю-ПАА		1271	Ю-ПАА		693	405		
Ю-ПББ			Ю-ПББ		983			
Ю-ПАА	2	213	Ю-ПАА	2	145	-68		
Ю-ПББ		2078	Ю-ПББ		2607	529		
Ю-IV	1	5288	Ю-IVБ	1	2135	265	разукрупнение залежи Ю-IV	
			Ю-IVВ		3418			
		565	Ю-VA		623	58		
	2	2297	Ю-IVБ	2	2088	-209		
Ю-VБ	1	1742	Ю-VIA	1	257	875	запасы залежи А переведены из C ₂ в C ₁	
			Ю-VIB		2360			
Ю-VПБ		241	Ю-VПБ ₂		138	-103		
Ю-VIIА		976	Ю-VIIА		454	-522		
		1750	Ю-IXА		2321	571		
Ю-IXА	2	850*				-850	запасы C ₁ переведены в категорию C ₂	
Ю-IXБ	1	11330	Ю-IXБ ₁	1	6561	753	разукрупнение залежи Ю-IXБ	
			Ю-IXБ ₂		4835			
			Ю-IXБ ₃		687			
	2	2955	Ю-IXБ ₁	2	1736	2792	разукрупнение залежи Ю-IXБ	
			Ю-IXБ ₂		3559			
			Ю-IXБ ₃		452			
	3	650	Ю-IXБ ₃			808	158	блок 3 отнесен к 2 блоку
Ю-ХА	1	4298	Ю-ХА	1	4414	183		
			Ю-ХА'	1 р-н скв. 95, 300	67			



Продолжение таблицы 3.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-ХА+А ₁	1а	918	Ю-ХА ₁	1	443	-124	блок 1а отнесен к 1 блоку
Ю-ХА ₁	2	2717	Ю-ХА ₁	2	3068		в один объект объединены 1 и 2 блоки
Ю-ХБ	1	982	Ю-ХБ ₁	1	482	970	разукрупнение залежи Ю-ХБ
			Ю-ХБ ₂		135		
			Ю-ХБ ₃		1114		
	1а	81	Ю-ХБ ₃	2*	302		блок 1а отнесен к 2 блоку
Ю-ХІ	1	1579	Ю-ХІ	1	1954	265	
	1а	203		2	93		блок 1а отнесен к 2 блоку
Всего		44417	Всего		512010	6793	

Выделенный III основной объект разработки включает в себя пласты Б₁, Б₂, Б₃ залежи Ю-ІХБ (блок 1).

IV основной объект разработки Ю-ХА (блок 1) объединяет пачку А блока 1 и пачку А', ранее находившаяся [12] в 1а блоке из-за схожести физико-химических свойств и фильтрационно-емкостные свойства пластов. Запасы четвертого основного объекта оценены по категориям В и С₁.

Залежи нефти Б₁, Б₂, Б₃ горизонта Ю-ХБ (блок I) и горизонт Ю-ХБ₃ (блок II) ранее выделенные в возвратные объекты разработки объединены в один основной объект разработки (V объект разработки), где между блоками прослеживается продолжение отражающего горизонта, которая имеет единую закономерность изменения разреза в широтном направлении.

Залежи горизонта Ю-ХІ ранее выделенные в самостоятельный основной и возвратный объекты разработки объединены в один основной VI объект разработки с 2-мя блоками (I+II), где на II блоке по результатам прироста запасов был выполнен перевод запасов из категории С₂ в С₁.

Выделенный IX основной объект разработки включает в себя пачки Б₁, Б₂ и Б₃ залежи Ю-ІХБ (блок 2).

Залежи горизонта ХА₁ (блок 1) и ХА₁ (блок 2) выделены в один основной ХІ объект разработки, где между блоками прослеживается продолжение горизонта, которая имеет единую закономерность изменения разреза в широтном направлении.

Выделение основных VII, VIII и X объектов остаются без изменений, как и ранее было предусмотрено в ПР 2019 г.

Выделение восьми из десяти возвратных объектов Ю-ІІА, Ю-ІІБ, Ю-ІІА+Ю-ІІБ, Ю-ІІА, Ю-ІІБ₂, Ю-ІІА, Ю-ІІА (блок 1) и Ю-ІІА (блок 2) не претерпели изменений.



В результате изменения геологической структуры залежей месторождения, возвратные объекты Ю-ХБ и XI (блок 1) переведены в основные объекты разработки, запасы же возвратного объекта Ю-IXА (блок 2) выделены по категории С₂, в связи с чем объект не рассмотрен как эксплуатационный.

В таблице 3.4.3 представлено сопоставление ранее принятых выделенных объектов разработки (ПЗ-2009) с вновь выделенными рекомендуемыми.

Поэтому в рамках настоящей работы, с учетом принятых расчетных моделей залежей, а также критериев объединения залежей в самостоятельные объекты разработки рассмотрены основные и возвратные объекты разработки, представленные в таблице 3.4.4.



Таблица 3.3.2- Сопоставление ранее принятых (ПЗ-2009) и рекомендуемых объектов разработки (ПЗ-2023)

Утвержденные объекты разработки					Предлагаемые объекты разработки				
№ объекта	Тип объекта	Горизонт	Горизонт	Блок	№ объекта	Тип объекта	Горизонт	Горизонт	Блок
1	Основной	Ю-IV	4	1	1	Основной	10	4Б	1
							Ю-IVB	4B	1
2	Основной	Ю-VIB	6Б	1	2	Основной	Ю-VIA	6А	1
							Ю-VIB	6Б	1
4	Основной	Ю-IXБ	9Б	1	3	Основной	Ю-IXБ ₁	9Б ₁	1
							Ю-IXБ ₂	9Б ₂	1
							Ю-IXБ ₃	9Б ₃	1
5	Основной	Ю-XA	10А	1	4	Основной	Ю-XA	10А	1
							Ю-XA'	10А'	1 р-н скв. 95, 300
19	Возвратный	Ю-ХБ	10Б	1	5	Основной	Ю-ХБ ₁	10Б1	1
							Ю-ХБ ₂	10Б2	1 р-н скв. 54, 173, 258
							Ю-ХБ ₃	10Б3	1
20	Возвратный	Ю-ХБ	10Б	1а			Ю-ХБ ₃	10Б3	2
6	Основной	Ю-XI	11	1	6	Основной	Ю-XI	11	1
20	Возвратный	Ю-XI	11	1а			Ю-XI	11	2
8	Основной	Ю-IIIБ	3Б	2	7	Основной	Ю-IIIБ	3Б	2
9	Основной	Ю-IV	4	2	8	Основной	Ю-IVБ	4Б	2
10	Основной	Ю-IXБ	9Б	2	9	Основной	Ю-IXБ ₁	9Б ₁	2
							Ю-IXБ ₂	9Б ₂	2
							Ю-IXБ ₃	9Б ₃	2
12	Основной	Ю-IXБ	9Б	3	10	Основной	Ю-IXБ ₃	9Б ₃	2 р-н скв. 18, 20
7	Основной	Ю-XA+A ₁	10AA ₁	1а	11	Основной	Ю-XA ₁	10A ₁	1
11	Основной	Ю-XA ₁	10A ₁	2			Ю-XA ₁	10A ₁	2
13	Возвратный	Ю-IIA	2А	1	1	Возвратный	Ю-IIA	2А	1
14	Возвратный	Ю-IIБ	2Б	1	2	Возвратный	Ю-IIБ	2Б	1
15	Возвратный	Ю-IIIА+Б	3АБ	1	3	Возвратный	Ю-IIIА	3А	1
							Ю-IIIБ	3Б	1
16	Возвратный	Ю-V	5	1	4	Возвратный	Ю-VA	5А	1
17	Возвратный	Ю-VIB	7Б	1	5	Возвратный	Ю-VIB ₂	7Б ₂	1
3	Основной	Ю-VIIA	8А	1	6	Возвратный	Ю-VIIA	8А	1
18	Возвратный	Ю-IXA	9А	1	7	Возвратный	Ю-IXA	9А	1
21	Возвратный	Ю-IIIА	3А	2	8	Возвратный	Ю-IIIА	3А	2
22	Возвратный	Ю-IXA	9А	2	Выделен как C ₂				

Таблица 3.3.3- Рекомендуемое выделение объектов разработки

№ объекта	Горизонт	Горизонт	Блок
ОСНОВНЫЕ ОБЪЕКТЫ РАЗРАБОТКИ			
1	Ю-IVБ	4Б	I
	Ю-IVB	4B	
2	Ю-VIA	6А	I
	Ю-VIB	6Б	
3	Ю-IXБ ₁	9Б ₁	I
	Ю-IXБ ₂	9Б ₂	
	Ю-IXБ ₃	9Б ₃	
4	Ю-ХА	10А	I
	Ю-ХА'	10А'	
5	Ю-ХБ ₁	10Б ₁	I
	Ю-ХБ ₂	10Б ₂	
	Ю-ХБ ₃	10Б ₃	
	Ю-ХБ ₃	10Б ₃	II
6	Ю-XI	11	I
	Ю-XI	11	II
7	Ю-IIIБ	3Б	II
8	Ю-IVБ	4Б	II
9	Ю-IXБ ₁	9Б ₁	II
	Ю-IXБ ₂	9Б ₂	
	Ю-IXБ ₃	9Б ₃	
10	Ю-IXБ ₃	9Б ₃	II
11	Ю-ХА ₁	10А ₁	I
	Ю-ХА ₁	10А ₁	II
ВОЗВРАТНЫЕ ОБЪЕКТЫ РАЗРАБОТКИ			
1	Ю-IIА	2А	I
2	Ю-IIБ	2Б	
3	Ю-IIIА	3А	
	Ю-IIIБ	3Б	
4	Ю-VA	5А	
5	Ю-VIB ₂	7Б ₂	
6	Ю-VIIА	8А	
7	Ю-IXА	9А	
8	Ю-IIIА	3А	II



Таблица 3.3.4- Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Объекты																		
		Основные											Возвратные							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
		Ю-IVБВ	Ю-VIAB	Ю-IXБ1	Ю- XAA'	Ю-ХБ	Ю-Х1	Ю-ПБ	Ю-IVБ	Ю-IXБ	Ю-IXБ	Ю-ХА1	Ю-ПА	Ю-ПБ	Ю-ПAB	Ю-VA	Ю-VIБ2	Ю-VIIA	Ю-IXA	Ю-IIA
		1 блок				1+2 блок		2 блок				1+2 бл	1 блок							2 блок
1	Средняя глубина залегания, м	1760	1878	2050	2115	2160	2240	1735	1770	2062	2110	2075	1620	1640	1690	1795	1925	1950	2010	1730
2	Тип залежи	ПС	ПС	ПС	ПС	ПС	М	ПС	М	ПС	ПС	ПС	ПС	ПС	ПС	ПС	ПС	ПС	ПС	ПС
3	Тип коллектора	поровый																		
4	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	8354	5633	12640	6602	3708	6116	5426	5574	9624	1422	5161	6165	1231	4376	2399	989	2591	11452	1925
5	Площадь газоносности, тыс. м ²	6306	-	1495	-	-	-	-	1254	-	-	-	-	-	-	-	-	891	-	-
6	Коэффициент пористости (по ГИС), д.ед.	0,195	0,19	0,18	0,17	0,17	0,17	0,2	0,19	0,18	0,18	0,19	0,22	0,21	0,19	0,21	0,18	0,17	0,18	0,18
7	Коэффициент нефтегазонасыщенности, д.ед.	0,565	0,57	0,62	0,59	0,055	0,057	0,57	0,56	0,62	0,63	0,57	0,62	0,57	0,59	0,56	0,59	0,6	0,63	0,51
8	Проницаемость по керну, 10 ⁻³ мкм ²	0,122	0,160	0,100	0,061	0,061	0, 065	0,055	0,014	0,031	0,031	0,061	0,049	0,049	0,043	0,160	0,024	0,024	0,031	0,055
9	Проницаемость по ГДИ, 10 ⁻³ мкм ³	0,040	0,032	0,027	0,039	0,092	0,096	0,065	0,026	0,021	0,021	0,039	0,047	0,025	0,016	0,032	0,032	0,032	0,024	0,067
10	Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,84	0,75	0,48	0,56	0,32	0,8	0,71	0,62	0,24	0,68	0,76	0,26	0,74	0,74	0,84	0,82	0,42	0,26	0,26
11	Коэффициент расчлененности, д.ед.	2,08	1,15	3,147	3,3	1,85	1,4	2,56	2,49	2,5	1,5	3,4	1,66	1,26	1,36	1,06	1,2	1,97	2,84	1,18
12	Пластовая температура, °С	76	79	86,6	89,5	93	93	76	76	88	88	90,3	72	72	75	78	80	83	84	75
13	Пластовое давление текущее, МПа	17,8	19,2	20,7	21,4	21,4	22,7		19,2	20,1	20,1	21,4	16,2	16,2	16,8	19,2	19,2	20,7	20,7	16,8
14	Пластовое давление начальное, МПа	18,1	19,4	20,9	23,3	23,3	23,2	17,3	17,3	21,6	21,6	23,3	17,3	17,3	17,3	18,1	19,4	20,9	20,9	17,3
15	Давление насыщения нефти газом, МПа	14,9	11,1	14,2	12,5	12,1	12,1	12,7	11,6	13,9	13,9	12,92	13,2	13,2	13,2	11,1	15,3	14,2	12,1	12,6
16	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	2,92	1,68	1,65	3,21	1,05	1,05	1,38	2,38	1,14	1,14	2,08	1,12	1,12	1,15	1,68	2,6	1,65	3,21	1,38
17	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,46	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
18	Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,7383	0,7613	7654	0,7161	0,7686	0,7686	0,7572	0,7551	0,7363	0,7363	0,7428	0,753	0,753	0,7642	0,7613	0,765	0,747	0,7654	0,7572
19	Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,8499	0,8534	0,8306	0,8515	0,8546	0,8546	0,8624	0,865	0,8434	0,8434	0,8623	0,8663	0,866	0,8624	0,8534	0,874	0,8502	0,8306	0,8624
20	Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,083	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
21	Объемный коэффициент, д.ед.	1,232	1,176	1,127	1,179	1,187	1,187	1,195	1,181	1,227	1,227	1,199	1,12	1,215	1,268	1,176	1,187	1,225	1,127	1,195
22	Газосодержание, м ³ /т	106,3	76,1	100,5	84,1	85,37	85,37	94,28	81,67	97,29	97,29	85,45	103,5	103,5	115,1	76,1	78,4	100,54	52,2	101,2
23	Начальные геологические запасы нефти, газа и конденсата (утв. ГКЗ или состоящие на Государственном балансе), тыс.т	5553	2617	2033	4481	12083	2047	2607	2088	5747	808	3511	1888	390	1676	623	138	454	2321	145
24	Коэффициент извлечения нефти, газа и конденсата (утв. ГКЗ или состоящие на Государственном балансе), д.ед	0,313	0,323	0,330	0,295	0,288	0,32829	0,272	0,23659	0,342	0,089	0,274	0,366	0,32308	0,237	0,074	0,27536	0,27753	0,361	0,04828
25	Извлекаемые запасы нефти, газа и конденсата (утв. ГКЗ или состоящие на Государственном балансе), тыс.т	1736	845	671	1322	3478	672	708	494	1968	72	963	691	126	397	46	38	126	838	7

* - горизонт Ю-IXБ₃, район скважин 18 и 20



3.4 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения были рассмотрены различные варианты разработки выбранных эксплуатационных объектов и месторождения в целом.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялись геолого-физическими условиями, исходя из анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем и текущим состоянием разработки месторождения.

В данном отчете рассчитаны 4 варианта разработки.

Выбор рекомендуемого варианта разработки осуществлялся из рассмотренных расчетных вариантов, в которых оценивались различные технические решения и применяемые технологии, обеспечивающие разную эффективность разработки эксплуатационных объектов.

В действующем проектном документе, предусмотрено бурение 192 скважин, в том числе 57 нагнетательных и добывающих – 127 вертикальных и 8 горизонтальных скважин. На дату составления отчета пробурено (2019-2023 гг.) добывающих скважин – 87 ед., нагнетательных – 13 ед.

Вариант 1 (базовый). В качестве базового варианта, согласно [25] рассмотрен вариант продолжения реализации основных решений действующего технологического документа на разработку месторождения Асар. В рассматриваемом варианте реализуется площадная обращенная девятиточечная система разработки. Предусмотрен ввод из бурения 51 скважины, в т.ч. 34 добывающие вертикальные (ВНС), 8 добывающих с горизонтальным окончанием ствола (ГС) и 9 нагнетательных скважин (таблица 3.4.5). В расчетах учтены переводы добывающих скважин на возвратные объекты, после полной отработки скважин на основных эксплуатационных объектах (табличное приложение 128).

Основные технологические показатели разработки и характеристика фонда скважин по рассматриваемому варианту представлены в табличных приложениях.

В соответствии с утвержденным проектным документом, предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы и ГРП.

Темпы разбуривания эксплуатационных объектов месторождения по четырем вариантам, порядок ввода проектных скважин по объектам, годам и категориям представлены в табличных приложениях и . Размещение проектных скважин по объектам разработки приведено на схемах пробуренных и проектных скважин (графические приложения 102-112)



Вариант 2. Предусматривает разбуривание 11 выделенных основных объектов эксплуатаций с темпом ввода от минимального количества 8 скв/год до максимального – 19 скв/год, причем период стабильного темпа разбуривания составляет 6 лет (2024-2029 гг.). На основных объектах разработки реализуется, преимущественно, площадная обращенная девятиточечная система разработки, с учетом сложившейся фактического размещения существующих скважин. В рассматриваемом варианте предусмотрено бурение всего 92 скважин, из которых: 76 добывающие и 16 нагнетательные (таблица 3.4.5). Уплотнение сетки скважин, преследует цель вовлечения в разработку не дренируемых ранее участков залежей, вследствие уточнения геологического строения и структуры в целом. В расчетах учтены переводы добывающих скважин на возвратные объекты, после полной отработки скважин на основных эксплуатационных объектах (табличные приложения).

Вариант 3. В данном варианте система размещения проектных скважин на объектах разработки аналогична варианту 2, при этом в русловых зонах объектов с высоким скоплением остаточных извлекаемых запасов нефти предусмотрено бурение 5 скважин с горизонтальным окончанием ствола. Для бурения рассмотрены 92 скважины, из которых: 76 добывающие, в т.ч. 71 – вертикальные и 5 – горизонтальные, а также 16 нагнетательные в течении 7 лет (2024-2029 гг.). Как и в предыдущем варианте, предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы, ГРП, помимо этого, часть проектных скважин предусматривается вводить в эксплуатацию с применением ГРП.

Размещение проектных скважин по объектам разработки приведено на схемах пробуренных и проектных скважин (графические приложения).

Вариант 4 Система размещения проектных скважин на объектах разработки аналогична варианту 3, при этом рассмотрено уплотнение сетки скважин с оптимизацией количества проектных скважино-точек за счет дополнительного бурения трех горизонтальных скважин. На основные объекты разработки предусмотрено бурение 115 скважин, в том числе добывающих вертикальных – 86 единиц, горизонтальных – 8 единиц и нагнетательных 21 единица. В расчетах также учтены переводы добывающих скважин на возвратные объекты, после полной отработки скважин на основных эксплуатационных объектах (табличные приложения).

Размещение проектных скважин по объектам разработки приведено на схемах пробуренных и проектных скважин (графические приложения).



Таблица 3.3.5- Сводные данные по бурению скважин по вариантам

Объекты		Варианты										
		I			II		III			IV		
		доб		нагн	доб	нагн	доб		нагн	доб		нагн
		ВНС	ГС		ВНС		ВНС	ГС		ВНС	ГС	
по новой структуре		ВНС	ГС	нагн	ВНС	нагн	ВНС	ГС	нагн	ВНС	ГС	нагн
1	Ю-IVBB, 1 блок	6			6		3			7	1	
2	Ю- VIAB, 1 блок	2	1	1	4	1	5	1	1	7	1	2
3	Ю-IXБ, 1 блок	3			8		7	1		5		1
4	Ю- XAA', 1 блок	1			5		5			8		2
5	Ю-ХБ, 1+2 блок	1			4		4			11		
6	Ю-XI, 1+2 блок	3		1	7	1	7		1	10		1
7	Ю-IIIБ, 2 блок	1	3		1	4	1	1	4	4	1	4
8	Ю-IVБ, 2 блок	2		1	2	1	2		1	7		1
9	Ю-IXБ, 2 блок	10	2	6	24	7	22	2	7	18	2	6
10	Ю-IXБЗ, 2 блок	2			2		2			2		
11	Ю-XA1, 1+2 блок	3	2		13	2	13		2	7	3	4
ИТОГО		34	8	9	76	16	71	5	16	86	8	21
		51			92		92			115		

В рекомендуемом варианте разработки рассмотрена реализация действующего внутриконтурного заводнения (ППД) в 10-ти основных и в 2-х возвратных объектах разработки. Один основной и 6 возвратных объектов планируется эксплуатировать на естественном истощении, т.е без поддержания пластового давления. В табличных приложениях приведена разбивка добывающих и нагнетательных скважин вариантов по основным и возвратным объектам разработки и в целом по месторождению.

3.4.1 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Месторождение Асар разрабатывается с поддержанием пластового давления. В качестве закачиваемого агента использовалась морская вода. С января 2007 года перешли на закачку альб-сеноманской воды, добываемой из водозаборных скважин месторождения Асар.

В отчете [41] рекомендовалось для ППД на месторождениях ПУ “ЖМГ” использовать альбсеноманскую воду месторождения Асар. Закачиваемая ранее морская вода вызывала ряд осложнений, таких как коррозия подземного и наземного оборудования, солеотложения, закупорка порового пространства продуктами жизнедеятельности микрофлоры и мехпримесями. Морская вода содержит большое количество кислорода, сульфатвосстанавливающих бактерий, сульфатов, ионов трехвалентного железа, образующегося за счет коррозии трубопроводов, и мехпримесей. Альбсеноманская вода месторождения Асар содержит меньшее количество сульфатов, значительно меньшее количество ионов железа и механических примесей, не содержит сероводород и, следовательно, является более предпочтительной для закачки в пласт.



3.4.2 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Достоверность расчетной модели объективно отражающей условия разработки являются основополагающим при прогнозе технологических показателей. Выбор той или иной расчетной модели зависит от изученности строения залежи, коллекторских свойств пласта, от характера их изменения по площади и толщине разреза.

При определении технологических показателей в настоящем проекте была использована слоисто-вероятностная модель, учитывающая зональную и послойную неоднородность пластов по коллекторским свойствам.

Как известно, модель пласта состоит из набора элементов пласта прямоугольной формы, отличающихся средней проницаемостью, а каждый выделенный элемент состоит из слоев различной проницаемости, разделенных между собой непроницаемыми разделами.

Зональная неоднородность пласта моделируется элементами различной гидропроводности.

Послойная и проницаемостная неоднородности пласта математически описываются гамма распределением, а количественно оцениваются квадратом коэффициента вариации.

Гидродинамические расчеты для объектов эксплуатации, предусматривающие систему поддержания пластового давления (ППД) выполнены по методике ТатНИПИнефть, в объектах разработки предусмотренных эксплуатировать на естественном режиме истощения пласта (без заводнения) расчет проведен методом материального баланса.

Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов

При определении целесообразности размещения добывающих скважин на периферийных частях и водонефтяных зонах предельная нефтенасыщенная толщина пласта найдена по формуле:

$$h_{\min} = h_{\text{внз}} / [A_2 \mu_{\text{в}} \gamma_{\text{н}} / (1 - A_2) \gamma_{\text{в}} \mu_{\text{н}} b_{\text{н}}]$$

где $h_{\min}$ – нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы не отбираем по экономическим соображениям, м

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

A_2 – предельная обводненность добываемой продукции, д.е.

$\mu_{\text{н}}$, $\mu_{\text{в}}$ – вязкости пластовой нефти и воды, мПа·с,

$\gamma_{\text{н}}$, $\gamma_{\text{в}}$ – плотности нефти в поверхностных условиях и воды, г/см³,

$b_{\text{н}}$ – объемный коэффициент, д.е.



Предельные нефтенасыщенные толщины для размещения скважин приведены в таблице 3.4.6. Значения по объектам составили от 4,01 до 4,3 м.

Таблица 3.3.6- Предельные толщины горизонтов для размещения проектных скважин

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
h _{внз} , м	11,0	14,0	13,0	11,0	11,6	10,3	17,5	11,0	13,0	12,5	11,2
μн, мПа*с	2,38	1,68	1,88	2,38	2,38	2,65	1,3	2,38	1,88	1,88	2,38
μв, мПа*с	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
ρн, кг/м ³	858,9	849,6	849,8	838,4	838,4	851	862,4	858,9	849,8	849,8	838,4
ρв, кг/м ³	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050
В	1,216	1,205	1,234	1,185	1,185	1,207	1,219	1,216	1,234	1,234	1,185
A ₂ , д.ед.	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
h _{внз.мин} , м=	4,03	4,08	4,17	4,04	4,25	4,05	4,22	4,05	4,17	4,01	4,12

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

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

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

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

В расчетах экономических показателей вариантов разработки месторождения капитальные затраты оценивались укрупненно в текущих ценах.

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производился в соответствии с проектными решениями по каждому варианту разработки и удельными затратами на единицу в разрезе по следующим направлениям:

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



За основу стоимости строительства эксплуатационной скважины принята плановая стоимость согласно бюджету недропользователя по месторождению Асар.

Капитальные вложения в объекты подготовки нефти, очистные сооружения, а также в направления, связанные с общепромысловыми задачами, рассчитывались с учетом существующих нормативов по ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз».

3.5.2 Нормативы эксплуатационных затрат

Для расчета нормативов эксплуатационных затрат проанализированы фактические затраты недропользователя на основе данных финансового отчета АО «Мангистаумунайгаз» по месторождению Асар.

Нормативы эксплуатационных затрат определялись на основе данных о структуре себестоимости нефти и газа, рассчитанных за 2023 год и представлены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 - Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции

Наименование показателей	ЕИ	Значения
1	2	3
Годовая ставка инфляции (инфляция \$)	%	2
Коэффициенты перевода нефти	баррель/тонна	7,23
Обменный курс иностранной валюты	тенге/\$	460
Минимальный расчетный показатель	тенге	3 692
Стоимость реализации по направлениям		
НЕФТИ		
НА ЭКСПОРТ 2024 г.	\$/баррель	80
НА ЭКСПОРТ с 2025 г.	\$/баррель	80
НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК 2024 г.	\$/тонн	192,03
НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК 2025-2026 гг.	\$/тонн	201,09
НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК 2027-2028 гг.	\$/тонн	222,83
Реализация по направлениям		
НЕФТИ		
НА ЭКСПОРТ	%	44
НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК	%	56
Эксплуатационные затраты		
Условно-постоянные затраты на 1 скважину в год	тыс.\$/скв.	78,9
Условно-постоянные затраты на 1 работника	тыс.\$/чел	17,5
Условно-переменные затраты		
на 1 тонну добываемой жидкости	\$/тонну	5,2
Численность персонала ППП	чел.	147
Численность персонала АУП	чел.	27
Услуги непроизводственного характера выполненные сторонними организациями (условно-переменные)	\$/1т.УВ	0,35
Общепроизводственные и административные расходы, зависящие от численности АУП	тыс.\$/1раб. АУП	1,25
Материалы административно-хозяйственного назначения	тыс.\$/1раб. АУП	0,63
Общие и административные расходы на 1 работника АУП	тыс. \$/чел.	16,85
Прочие общепроизводственные затраты	тыс.\$/ 1 т. нефти	0,66
Затраты на обучение казахстанских специалистов - ППП	тыс.\$/чел.ППП	0,24
Затраты на обучение казахстанских специалистов - АУП	тыс\$/чел.АУП	1,00
Стоимость 1 скважино-операции по:		
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.\$	145,5



СКИН ГРП - эксплуатационного характера	тыс.\$	45,6
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.\$	57,1
Возврат на другой горизонт добывающих	тыс.\$	120,0
Вывод из бездействия добывающих	тыс.\$	147,2
Выбытие добывающих скважин	тыс.\$	18,1
Выбытие нагнетательных скважин	тыс.\$	18,1
Затраты на ПВР (дострел, перестрел)	тыс.\$	45,3
ФОТ ППП (вкл. ИПН и ОПВ) на 1 работника ППП	\$/месяц	3206
ФОТ АУП (вкл. ИПН и ОПВ) на 1 работника АУП	\$/месяц	3348
Методы начисления амортизации - производственный		
Остаточная стоимость ОС и НМА	тыс.\$	73 402
По группам и подгруппам основных средств в целях налогообложения		расчетная
Фискальный режим (Налоги и Платежи):		
КПН	%	20
НДС	%	12
Отчисления в НПФ	%	10
Социальный налог до 2025 г.	%	9,5

Продолжение таблицы 3.5.1 - Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции

Наименование показателей	ЕИ	Значения
1	2	3
Социальный налог с 2025 г.	%	11
Индивидуальный подоходный налог у источника выплат	%	10
Налог на имущество	%	1,50
ОСМС с 01.01.2023 г.	%	3
Обязательные профессиональные пенсионные взносы	%	5
Обязательные пенсионные взносы Работодателя		
- 2024	%	1,5
- 2025	%	2,5
- 2026	%	3,5
- 2027	%	4,5
- 2028	%	5
Норматив отчисления в ликвид. фонд от объема добычи нефти	\$/тонну нефти	32,38

Все выплаты и налоговые отчисления, производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан и контракту на недропользование.

Налоги, подлежащие вычетам из совокупного годового дохода, для определения налогооблагаемого дохода:

- Налог на добычу полезных ископаемых по ставкам, согласно шкале (Таблица 3.5.2). Налоговой базой для исчисления налога на добычу полезных ископаемых является стоимость объема добытых за налоговый период сырой нефти.

- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.5.3). Налоговой базой для исчисления рентного налога на экспорт по сырой нефти является стоимость экспортируемой сырой нефти, исчисленная исходя из фактически реализуемого на экспорт объема сырой нефти и мировой цены.

- Налог на сверхприбыль, согласно шкале (Таблица 3.5.4).



- Экспортная таможенная пошлина по ставкам, согласно шкале (Таблица 3.5.5)

Таможенная пошлина – обязательный платеж, взимаемый таможенными органами в связи с перемещением товаров через таможенную границу.

С 1 марта 2016г. введена плавающая ставка ЭТП на нефть с привязкой к мировой цене.

Таблица 3.5.2- Ставки налога на добычу

№ п/п	Объем годовой добычи	Ставка на экспорт, в %	Ставка на внутренний рынок, в %
1.	До 250 000 тонн включительно	5	2,5
2.	До 500 000 тонн включительно	7	3,5
3.	До 1 000 000 тонн включительно	8	4
4.	До 2 000 000 тонн включительно	9	4,5
5.	До 3 000 000 тонн включительно	10	5
6.	До 4 000 000 тонн включительно	11	5,5
7.	До 5 000 000 тонн включительно	12	6
8.	До 7 000 000 тонн включительно	13	6,5
9.	До 10 000 000 тонн включительно	15	7,5
10.	Свыше 10 000 000 тонн	18	9

Таблица 3.5.3 – Ставки рентного налога на экспорт

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1.	До 20 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	0
3.	До 40 долларов США за баррель включительно	0
4.	До 50 долларов США за баррель включительно	7
5.	До 60 долларов США за баррель включительно	11
6.	До 70 долларов США за баррель включительно	14
7.	До 80 долларов США за баррель включительно	16
8.	До 90 долларов США за баррель включительно	17
9.	До 100 долларов США за баррель включительно	19
10.	До 110 долларов США за баррель включительно	21
11.	До 120 долларов США за баррель включительно	22
12.	До 130 долларов США за баррель включительно	23
13.	До 140 долларов США за баррель включительно	25
14.	До 150 долларов США за баррель включительно	26
15.	До 160 долларов США за баррель включительно	27
16.	До 170 долларов США за баррель включительно	29
17.	До 180 долларов США за баррель включительно	30
18.	До 190 долларов США за баррель включительно	32
19.	До 200 долларов США за баррель и выше	32

Таблица 3.5.4 - Ставки налога на сверхприбыль

№ п/п	Значение отношения совокупного годового дохода к вычетам	Налоговая база	Ставка, в %	Сумма налога, подлежащая уплате в бюджет
1	меньшее или равное 1,25	не облагается	0	
2	от 1,25 до 1,3 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,25 до 1,3	10	сумма налога, исчисленная по ставке 10 %
3	от 1,3 до 1,4 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,3 до 1,4	20	сумма налога, исчисленная по ставкам 10% и 20 %



5	от 1,4 до 1,5 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,4 до 1,5	30	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20 % и 30%
6	от 1,5 до 1,6 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,5 до 1,6	40	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20%, 30% и 40%
7	от 1,6 до 1,7 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,6 до 1,7	50	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20%, 30%, 40% и 50%
8	свыше 1,7	часть чистого дохода, превышающая значение 1,7	60	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20%, 30%, 40%, 50% и 60%

Таблица 3.5.5- Ставка экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Мировая цена, \$/баррель	Ставка, в %
1.	До 25 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	10
3.	До 35 долларов США за баррель включительно	20
4.	До 40 долларов США за баррель включительно	35
5.	До 45 долларов США за баррель включительно	40
6.	До 50 долларов США за баррель включительно	45
7.	До 55 долларов США за баррель включительно	50
8.	До 60 долларов США за баррель включительно	55
9.	До 65 долларов США за баррель включительно	60
10.	До 70 долларов США за баррель включительно	65
11.	До 75 долларов США за баррель включительно	70
12.	До 80 долларов США за баррель включительно	75
13.	До 85 долларов США за баррель включительно	80
14.	До 90 долларов США за баррель включительно	85
15.	До 95 долларов США за баррель включительно	90
16.	До 100 долларов США за баррель включительно	95
17.	До 105 долларов США за баррель включительно	100
18.	До 115 долларов США за баррель включительно	115
19.	До 125 долларов США за баррель включительно	130
20.	До 135 долларов США за баррель включительно	145
21.	До 145 долларов США за баррель включительно	160
22.	До 155 долларов США за баррель включительно	176
23.	До 165 долларов США за баррель включительно	191
24.	До 175 долларов США за баррель включительно	206
25.	До 185 долларов США за баррель включительно	221
26.	От 185 долларов США за баррель и выше	236



4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

В соответствие с динамикой разбуривания, с учетом плана расположения скважин, геолого-физических характеристик и добычных возможностей продуктивных пластов, принятых предельных толщин размещения скважин были рассчитаны технологические показатели возможных вариантов разработки месторождения.

Технологические показатели по рекомендуемому **третьему** варианту разработки в целом по месторождению представлены в таблицах 4.1.1-4.1.2, по остальным трем вариантам в целом по месторождению и по объектам разработки приведены в табличных приложениях 1-120.

Схемы разбуривания эксплуатационных объектов по рекомендуемому 3-му варианту приведены в графических приложениях 113-123.



Таблица 4.1.1 - Основные технологические показатели разработки по месторождению. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накоплен- ная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлека- емых запасо- в, %	Коэффи- циент нефтеиз- влечения, %	Годовая добыча жидкост- и, тыс. т	Накоплен- ная добыча жидкости, тыс. т	Обводнен- ность продукци- и, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компен- сация отбора закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		началь- ных	теку- щих							Годова- я	Накопленн- ая		Годовая	Накоплен- ная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	346,6	2,1	3,8	7491,8	49,3	14,6	1081,5	16585,9	68,0	1603	26155	137	32	603
2025	379,9	2,3	4,3	7871,7	51,8	15,4	1124,0	17709,9	66,2	1592	27747	130	35	639
2026	428,9	2,6	5,1	8300,6	54,6	16,2	1242,8	18952,7	65,5	1690	29438	124	39	678
2027	460,4	2,8	5,8	8761,0	57,6	17,1	1332,7	20285,4	65,5	1734	31172	119	42	720
2028	473,8	2,9	6,3	9234,8	60,8	18,0	1379,0	21664,4	65,6	1746	32918	116	43	762
2029	479,2	3,0	6,8	9714,0	63,9	19,0	1405,6	23070,0	65,9	1722	34640	112	43	806
2030	456,3	2,8	7,0	10170,3	66,9	19,9	1436,7	24506,7	68,2	1701	36341	109	41	847
2031	434,1	2,7	7,2	10604,4	69,8	20,7	1348,4	25855,1	67,8	1558	37899	107	39	886
2032	416,1	2,6	7,4	11020,5	72,5	21,5	1346,7	27201,8	69,1	1511	39410	104	38	924
2033	415,0	2,6	8,0	11435,5	75,2	22,3	1271,2	28473,0	67,4	1413	40823	102	37	962
2034	398,0	2,5	8,3	11833,5	77,9	23,1	1236,8	29709,8	67,8	1355	42178	101	36	998
2035	378,2	2,3	8,6	12211,7	80,4	23,8	1267,4	30977,2	70,2	1351	43529	99	34	1032
2036	358,3	2,2	8,9	12570,0	82,7	24,5	1249,2	32226,4	71,3	1307	44836	98	32	1064
2037	337,6	2,1	9,2	12907,6	84,9	25,2	1219,4	33445,8	72,3	1257	46093	97	30	1095
2038	317,8	2,0	9,6	13225,4	87,0	25,8	1215,4	34661,2	73,9	1233	47326	96	29	1123
2039	297,6	1,8	9,9	13523,0	89,0	26,4	1153,2	35814,4	74,2	1159	48485	95	27	1150
2040	269,1	1,7	9,9	13792,1	90,7	26,9	1056,3	36870,7	74,5	1046	49530	94	24	1174
2041	235,7	1,5	9,6	14027,8	92,3	27,4	917,7	37788,4	74,3	886	50416	92	21	1195
2042	220,2	1,4	10,0	14248,0	93,7	27,8	883,7	38672,1	75,1	848	51265	91	20	1215
2043	204,9	1,3	10,3	14452,9	95,1	28,2	864,7	39536,8	76,3	821	52086	91	18	1233
2044	187,3	1,2	10,5	14640,2	96,3	28,6	835,5	40372,3	77,6	783	52869	90	17	1250
2045	171,0	1,1	10,7	14811,2	97,5	28,9	789,3	41161,6	78,3	731	53600	90	15	1265
2046	149,9	0,9	10,5	14961,1	98,4	29,2	781,8	41943,4	80,8	708	54308	89	13	1279
2047	138,6	0,9	10,9	15099,7	99,4	29,5	760,5	42703,9	81,8	681	54989	88	12	1291
2048	126,5	0,8	11,1	15226,2	100,2	29,7	749,7	43453,6	83,1	662	55650	87	11	1302
2049	110,2	0,7	10,9	15336,4	100,9	29,9	709,3	44162,9	84,5	615	56266	86	10	1312
2050	97,2	0,6	10,8	15433,6	101,6	30,1	706,3	44869,2	86,2	603	56868	86	9	1321
2051	82,0	0,5	10,2	15515,6	102,1	30,3	540,1	45409,3	84,8	524	57393	97	7	1328
2052	74,5	0,5	10,4	15590,1	102,6	30,4	511,9	45921,2	85,4	494	57887	96	7	1335
2053	67,6	0,4	10,5	15657,7	103,0	30,6	494,7	46415,9	86,3	473	58360	96	6	1341
2054	61,1	0,4	10,6	15718,8	103,4	30,7	475,7	46891,6	87,2	451	58811	96	6	1347
2055	54,9	0,3	10,6	15773,7	103,8	30,8	401,0	47292,6	86,3	362	59173	91	5	1351
2056	50,0	0,3	10,8	15823,7	104,1	30,9	390,2	47682,8	87,2	348	59521	90	5	1356

Продолжение таблицы 4.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2057	45,2	0,3	11,0	15868,9	104,4	31,0	377,9	48060,7	88,0	334	59855	89	4	1360
2058	41,4	0,3	11,3	15910,3	104,7	31,1	374,8	48435,5	89,0	329	60184	89	4	1363
2059	37,1	0,2	11,4	15947,4	104,9	31,1	351,9	48787,4	89,5	308	60492	89	3	1367
2060	33,4	0,2	11,6	15980,8	105,2	31,2	347,2	49134,6	90,4	301	60794	89	3	1369
2061	29,9	0,2	11,8	16010,7	105,3	31,3	337,8	49472,4	91,1	293	61086	89	3	1372
2062	24,4	0,2	10,9	16035,1	105,5	31,3	300,9	49773,3	91,9	257	61343	88	2	1374
2063	21,4	0,1	10,7	16056,5	105,6	31,4	310,2	50083,5	93,1	263	61606	88	2	1376
2064	18,0	0,1	10,1	16074,5	105,8	31,4	282,3	50365,8	93,6	230	61836	85	2	1378
2065	15,4	0,1	9,6	16089,9	105,9	31,4	287,2	50653,0	94,6	233	62069	85	1	1379
2066	12,9	0,1	8,9	16102,8	106,0	31,4	273,9	50926,9	95,3	222	62290	85	1	1380
2067	10,5	0,1	8,0	16113,3	106,0	31,5	283,1	51210,0	96,3	227	62517	85	1	1381
2068	9,6	0,1	7,9	16122,9	106,1	31,5	244,5	51454,5	96,1	190	62708	82	1	1382
2069	8,9	0,1	8,0	16131,8	106,1	31,5	246,6	51701,1	96,4	192	62899	82	1	1383
2070	8,2	0,1	8,0	16140,0	106,2	31,5	235,0	51936,1	96,5	183	63082	82	1	1383
2071	7,8	0,0	8,2	16147,8	106,2	31,5	243,9	52180,0	96,8	189	63271	82	1	1384
2072	7,2	0,0	8,3	16155,0	106,3	31,5	245,8	52425,8	97,1	190	63461	82	0	1384
2073	6,6	0,0	8,3	16161,6	106,3	31,6	243,7	52669,5	97,3	188	63649	82	0	1384
2074	6,2	0,0	8,5	16167,8	106,4	31,6	246,6	52916,1	97,5	190	63840	82	0	1385
2075	5,8	0,0	8,7	16173,6	106,4	31,6	242,4	53158,5	97,6	187	64027	82	0	1385
2076	5,5	0,0	9,0	16179,1	106,5	31,6	244,7	53403,2	97,8	189	64215	82	0	1385
2077	5,0	0,0	9,0	16184,1	106,5	31,6	235,1	53638,3	97,9	182	64397	82	0	1386
2078	4,6	0,0	9,1	16188,7	106,5	31,6	246,0	53884,3	98,1	189	64586	82	0	1386
2079	4,3	0,0	9,4	16193,0	106,5	31,6	240,6	54124,9	98,2	185	64772	82	0	1386
2080	4,1	0,0	9,9	16197,1	106,6	31,6	244,0	54368,9	98,3	188	64959	82	0	1386
2081	3,9	0,0	10,4	16201,0	106,6	31,6	243,5	54612,4	98,4	187	65147	82	0	1386
2082	3,5	0,0	10,4	16204,5	106,6	31,6	241,6	54854,0	98,6	186	65332	82	0	1387
2083	3,3	0,0	11,0	16207,8	106,6	31,6	235,6	55089,6	98,6	181	65513	82	0	1387
2084	3,0	0,0	11,2	16210,8	106,7	31,7	238,9	55328,5	98,7	184	65697	82	0	1387
2085	2,8	0,0	11,8	16213,6	106,7	31,7	233,7	55562,2	98,8	180	65877	82	0	1387
2086	2,3	0,0	11,0	16215,9	106,7	31,7	233,3	55795,5	99,0	177	66054	81	0	1387
2087	2,4	0,0	12,8	16218,3	106,7	31,7	231,3	56026,8	99,0	176	66230	81	0	1387
2088	2,3	0,0	14,1	16220,6	106,7	31,7	230,6	56257,4	99,0	176	66406	81	0	1387
2089	2,1	0,0	15,0	16222,7	106,7	31,7	231,3	56488,7	99,1	176	66582	81	0	1388
2090	2,0	0,0	16,8	16224,7	106,8	31,7	225,4	56714,1	99,1	172	66754	81	0	1388
2091	1,9	0,0	19,2	16226,6	106,8	31,7	228,9	56943,0	99,2	174	66928	81	0	1388
2092	1,8	0,0	22,5	16228,4	106,8	31,7	227,5	57170,5	99,2	173	67101	81	0	1388
2093	1,8	0,0	29,0	16230,2	106,8	31,7	231,6	57402,1	99,2	176	67277	81	0	1388
2094	1,7	0,0	38,6	16231,9	106,8	31,7	229,5	57631,6	99,3	175	67451	81	0	1388
2095	1,4	0,0	51,9	16233,3	106,8	31,7	237,9	57869,5	99,4	180	67632	81	0	1388
2096	1,3	0,0	100,0	16234,6	106,8	31,7	229,1	58098,6	99,4	174	67806	81	0	1388

Таблица 4.1.2- Характеристика фонда скважин по месторождению. Рекомендуемый вариант3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения				Ввод скважин из др объектов	Вывод из б/д	Фонд скважин с начала разработки	Перевод под нагнетания б/д экспл. фонда	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие экспл. фонда		Выбытие нагн. фонда		Экспл. фонд скважин на конец года		Нагн. фонд скважин на конец года		Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут
	Все го	добы - вающих верт	добы - вающих ГС	нагнетательных						все го	в т.ч. действующие	все го	в т.ч. действующие	все го	в т.ч. действующие	все го	в т.ч. действующие	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. м³ в сутки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2024	10	4	0	6	5	4	377	0	1138,9	10	4	8	2	191	161	83	64	6,4	19,9	0,6	88
2025	19	14	2	3	8	3	396	0	1176,4	5	4	6	0	202	176	80	67	6,6	19,6	0,6	79
2026	20	17	1	2	10	1	416	0	1218,0	5	1	4	1	215	194	78	68	6,8	19,8	0,6	82
2027	19	16	1	2	8	0	435	0	1256,4	4	4	4	1	228	207	76	69	6,8	19,7	0,6	83
2028	15	12	1	2	12	0	450	0	1288,5	5	2	3	2	236	218	75	69	6,7	19,5	0,6	83
2029	9	8	0	1	10	0	459	0	1306,7	6	5	3	2	238	221	73	68	6,7	19,7	0,6	82
2030	0	0	0	0	7	0	459	0	1306,7	10	0	3	1	228	221	70	67	6,4	20,1	0,6	81
2031	0	0	0	0	9	0	459	0	1306,7	5	4	2	4	223	217	68	63	6,3	19,5	0,6	80
2032	0	0	0	0	7	0	459	0	1306,7	11	6	3	1	212	211	65	62	6,2	20,2	0,6	80
2033	0	0	0	0	8	0	459	0	1306,7	5	4	3	1	207	207	62	61	6,4	19,7	0,6	76
2034	0	0	0	0	4	0	459	0	1306,7	7	6	2	2	200	201	60	59	6,3	19,7	0,6	75
2035	0	0	0	0	3	0	459	0	1306,7	10	7	3	1	190	194	57	58	6,2	20,8	0,6	76
2036	0	0	0	0	2	0	459	0	1306,7	11	2	2	0	179	192	55	58	6,0	20,8	0,5	74
2037	0	0	0	0	2	0	459	0	1306,7	10	2	1	2	169	190	54	56	5,7	20,6	0,5	74
2038	0	0	0	0	1	0	459	0	1306,7	7	6	1	2	162	184	53	54	5,5	21,0	0,5	75
2039	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	5	12	1	1	157	172	52	53	5,4	21,0	0,5	72
2040	0	0	0	0	1	0	459	0	1306,7	8	6	2	1	149	166	50	52	5,2	20,4	0,5	66
2041	0	0	0	0	2	0	459	0	1306,7	8	20	1	5	141	146	49	47	5,0	19,3	0,4	63
2042	0	0	0	0	1	0	459	0	1306,7	5	4	2	1	136	142	47	46	5,1	20,4	0,5	61
2043	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	5	3	1	2	131	139	46	44	4,9	20,6	0,4	62
2044	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	3	5	0	3	128	134	46	41	4,6	20,5	0,4	64
2045	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	4	5	1	2	124	129	45	39	4,4	20,2	0,4	63
2046	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	3	3	1	0	121	126	44	39	4,0	20,7	0,4	61
2047	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	2	2	1	1	119	124	43	38	3,8	20,6	0,3	61
2048	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	4	4	1	1	115	120	42	37	3,5	20,9	0,3	61
2049	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	3	3	2	0	112	117	40	37	3,2	20,5	0,3	56
2050	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	3	4	1	3	109	113	39	34	2,9	20,9	0,3	61
2051	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	4	11	2	6	105	102	37	28	2,6	17,1	0,2	65
2052	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	1	3	2	1	104	99	35	27	2,7	18,3	0,2	64
2053	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	5	2	2	0	99	97	33	27	2,6	19,3	0,2	61
2054	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	2	2	1	1	97	95	32	26	2,4	19,0	0,2	61
2055	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	4	10	1	4	93	85	31	22	2,4	17,3	0,2	59
2056	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	1	3	1	1	92	82	30	21	2,4	18,7	0,2	60
2057	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	3	0	1	0	89	82	29	21	2,2	18,6	0,2	58
2058	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	2	2	1	2	87	80	28	19	2,1	18,7	0,2	64
2059	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	3	0	1	0	84	80	27	19	1,9	17,9	0,2	60

Продолжение таблицы 4.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2060	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	3	2	0	1	81	78	27	18	1,7	17,9	0,1	63
2061	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	1	0	0	81	77	27	18	1,7	19,5	0,2	61
2062	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	1	5	1	1	80	72	26	17	1,4	16,8	0,1	57
2063	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	2	0	1	0	78	72	25	17	1,3	18,2	0,1	58
2064	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	78	72	25	17	1,1	16,6	0,1	51
2065	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	78	72	25	17	0,9	16,9	0,1	52
2066	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	78	72	25	17	0,8	16,1	0,1	49
2067	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	1	0	1	0	77	72	24	17	0,6	16,6	0,1	51
2068	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	-1	0	77	72	25	17	0,6	14,4	0,0	42
2069	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	77	72	25	17	0,5	14,5	0,0	43
2070	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	77	72	25	17	0,5	13,8	0,0	41
2071	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	77	72	25	17	0,5	14,3	0,0	42
2072	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	2	0	0	0	75	72	25	17	0,4	14,4	0,0	42
2073	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	75	72	25	17	0,4	14,3	0,0	42
2074	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	75	72	25	17	0,4	14,5	0,0	42
2075	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	1	0	0	0	74	72	25	17	0,3	14,2	0,0	42
2076	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	74	72	25	17	0,3	14,4	0,0	42
2077	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	1	0	0	0	73	72	25	17	0,3	13,8	0,0	40
2078	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	72	25	17	0,3	14,4	0,0	42
2079	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	72	25	17	0,3	14,1	0,0	41
2080	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	72	25	17	0,2	14,3	0,0	42
2081	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	72	25	17	0,2	14,3	0,0	42
2082	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	72	25	17	0,2	14,2	0,0	41
2083	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	72	25	17	0,2	13,8	0,0	40
2084	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	72	25	17	0,2	14,0	0,0	41
2085	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	72	25	17	0,2	13,7	0,0	40
2086	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	1	0	1	73	71	25	16	0,1	14,0	0,0	42
2087	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,8	0,0	42
2088	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,8	0,0	42
2089	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,8	0,0	42
2090	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,5	0,0	41
2091	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,7	0,0	42
2092	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,6	0,0	41
2093	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,9	0,0	42
2094	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,7	0,0	42
2095	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	14,2	0,0	43
2096	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,7	0,0	42

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

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

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

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

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

Проектный срок по всем вариантам разработки месторождения составляет 73 лет, с 2024 по 2096 гг.

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

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

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

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

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

Масштабы цен, приведенные в расчетах, позволяют сопоставить полученные результаты экономической оценки. Для сокращения масштабов цен все стоимостные показатели были переведены из национальной валюты «тенге» в «\$ USD» по валютному курсу, утвержденному в числе основных макроэкономических показателей РК на перспективу. При расчете нормативов принят курс \$ США на момент начала расчета. Предполагается, что на весь период расчета обменный курс национального банка РК будет неизменным и составит 460 тенге за 1 \$ США в соответствии с макроэкономическими показателями прогноза АО «Самрук-Казына». Результаты расчетов представлены в долларах США «\$ USD» и национальной валюте РК «тенге».

Цена реализации нефти на внешний рынок принята в соответствии с макроэкономическими показателями АО «НК «КМГ» на 2024-2028 годы. Цена реализации нефти и газа на внутреннем рынке принята по фактическим данным недропользователя на момент составления расчета.

Реализация продукции будет осуществляться следующим образом:

- за проектный период нефть будет реализована в пропорции 56% на внутренний рынок и 44% - на внешний рынок;
- газ в данном проекте будет использован на собственные нужды, далее остаток газа будет реализован на внутреннем рынке.

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

Дисконтирование проводилось исходя из теории временной стоимости денег для получения суммы потоков платежей, приведенных к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных потоков приняты ставки дисконтирования 8,14% на уровне собственного капитала АО НК «Казмунайгаз», ставки WACC АО НК «Казмунайгаз» 11,5% и ставки WACC АО «Мангистаумунайгаз» 14,34%.

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

В связи с тем, что окупаемость вышеуказанных исторических затрат на момент составления отчета уже наступила, и в настоящем проекте данные затраты не были учтены в

полной мере, то есть в расчетах была учтена их остаточная стоимость.

4.3.2 Основные технико-технологические условия вариантов разработки при оценке экономической эффективности проекта

Экономическая оценка проведена по четырем вариантам разработки, отличающимся между собой геолого-физическими условиями и текущим состоянием разработки месторождения с применением технических решений и технологий, описанных в предыдущих главах:

- **первый вариант** – базовый вариант предполагает продолжение реализации основных решений действующего технологического документа на разработку месторождения Асар. В рассматриваемом варианте реализуется площадная обращенная девятиточечная система разработки. Предусмотрен ввод из бурения 51 скважины, в т.ч. 34 добывающие вертикальные (ВНС), 8 добывающих с горизонтальным окончанием ствола (ГС) и 9 нагнетательных скважин. В расчетах учтены переводы добывающих скважин на возвратные объекты, после полной отработки скважин на основных эксплуатационных объектах.

В соответствии с утвержденным проектным документом, предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы и ГРП.

- **второй вариант** – предполагает бурение 92 скважин, из которых: 76 добывающие и 16 нагнетательные. Уплотнение сетки скважин, преследует цель вовлечения в разработку не дренируемых ранее участков залежей, вследствие уточнения геологического строения и структуры в целом. В расчетах учтены переводы добывающих скважин на возвратные объекты, после полной отработки скважин на основных эксплуатационных объектах;
- **третий вариант** – предполагает бурение 92 скважины, из которых: 76 добывающие, в т.ч. 71 – вертикальные и 5 – горизонтальные, а также 16 нагнетательные в течении 7 лет (2024-2029 гг.). Как и в предыдущем варианте, предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы, ГРП, помимо этого, часть проектных скважин предусматривается вводить в эксплуатацию с применением ГРП;
- **четвертый вариант** – предполагает бурение 115 скважин, в том числе добывающих вертикальных – 86 единиц, горизонтальных – 8 единиц и нагнетательных 21 единица. В расчетах также учтены переводы добывающих скважин на возвратные объекты, после полной отработки скважин на основных

эксплуатационных объектах.

Проведенные экономические расчеты показали эффективность третьего варианта по экономическим и технологическим характеристикам. Отмечаем, что результаты оценки экономической эффективности по рекомендуемому третьему варианту представлены в текстовой части, результаты расчетов по альтернативным вариантам приведены в сводной таблице.

Сравнительный анализ технико-технологических показателей за проектный период по вариантам разработки представлен в таблице 4.3.1 и на рисунках 4.3.1 - 4.3.2.

Таблица 4.3.3– Техничко-технологические показатели по рассматриваемым вариантам

№ п/п	Наименование показателей	ЕИ	Показатели за проектный период			
			1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант
1	Проектный срок	годы	2024 - 2096	2024 - 2096	2024 - 2096	2024 - 2096
2	Количество лет проектного срока	лет	73	73	73	73
3	Объем добычи жидкости	тыс. тонн	89 623	107 898	42 594	56 201
4	Объем добычи нефти	тыс. тонн	5 077	9 124	9 089	8 577
5	Объем добычи попутного газа	млн. м3	445	459	816	867
6	Объем закачки воды	тыс. тонн	108 088	104 410	43 253	58 234
7	Бурение новых скважин:	единиц	51	92	92	115
7.1	вертикальные	единиц	34	76	71	86
7.2	горизонтальные	единиц	8	0	5	8
7.3	водонагнетательные	единиц	9	16	16	21
8	КИН	д.е.	23,29	31,77	31,70	30,700

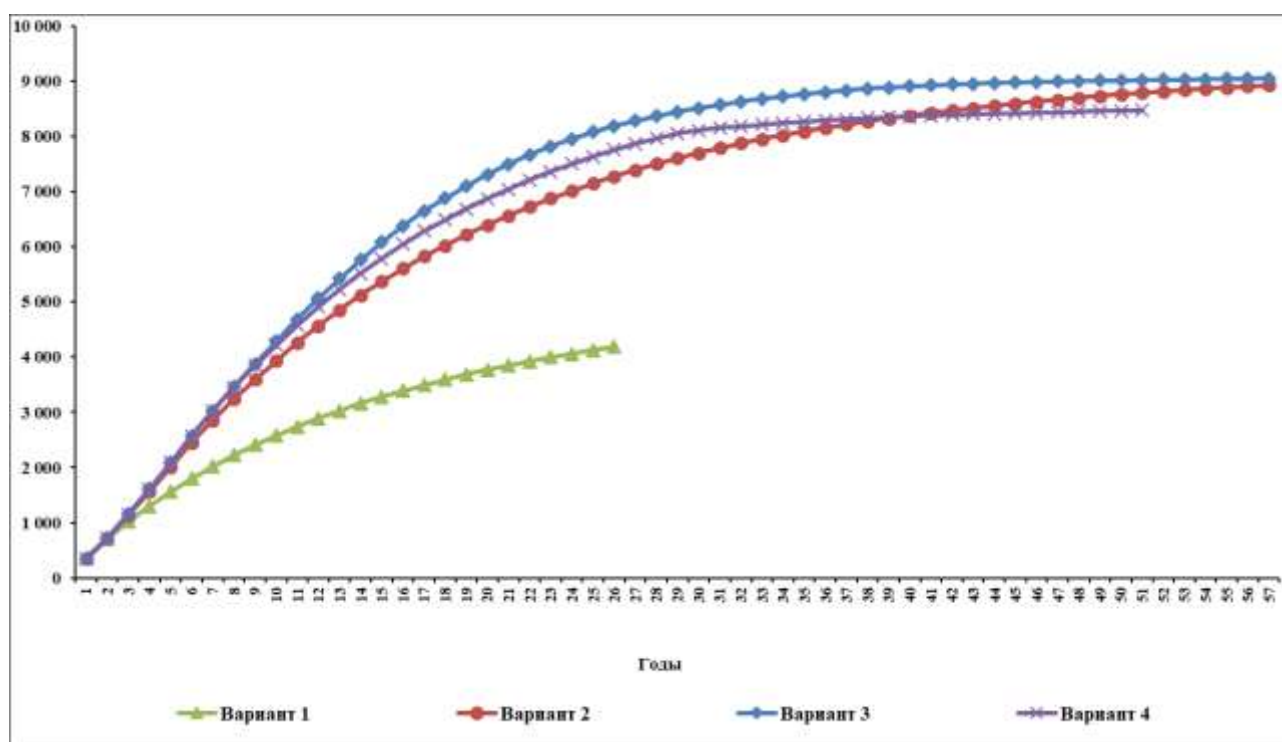


Рисунок 4.3.1 – Объем добычи нефти по вариантам за проектный срок, тыс. тонн

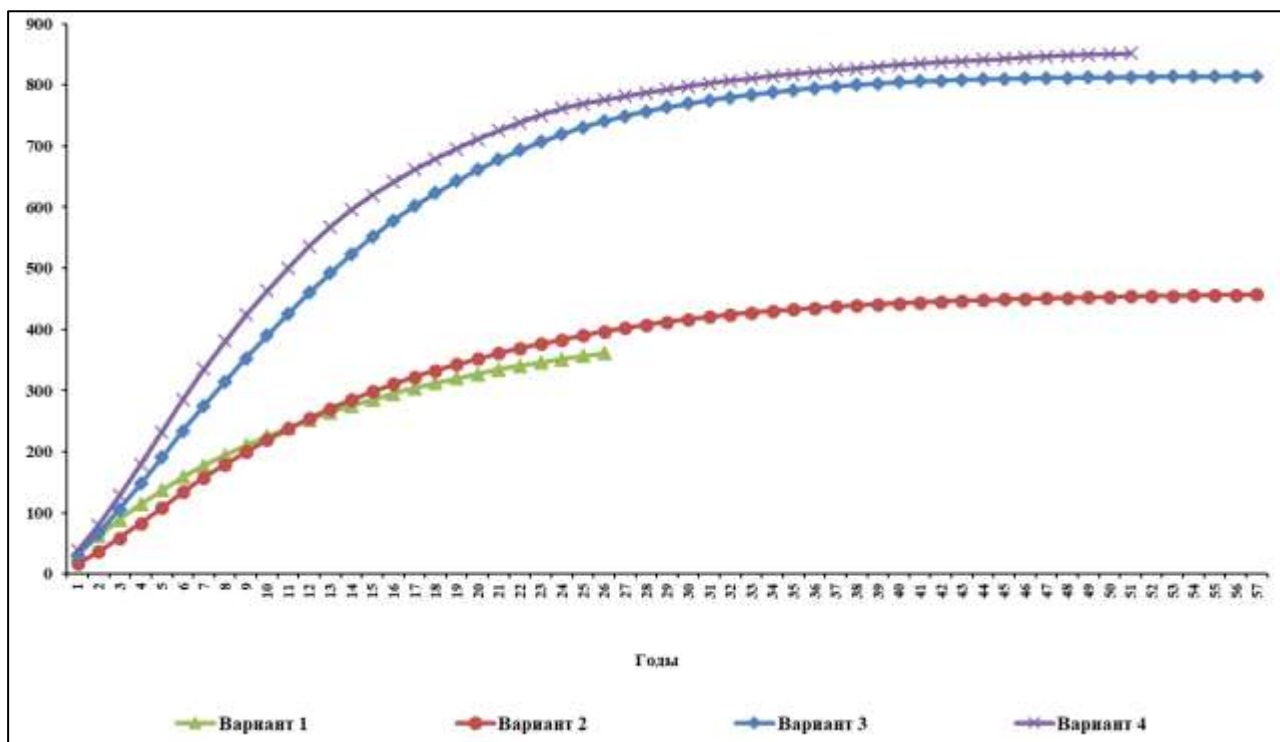


Рисунок 4.3.1– Объем накопленной добычи газа по вариантам за проектный срок, млн.м3

4.3.3 Доходы по проекту

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

Доходы от реализации продукции по всем вариантам рассчитаны в соответствии с установленными прогнозными ценами АО «НК «КМГ», АО «Самрук-Казына» и фактическими направлениями реализации по данным АО «ММГ». В расчетах принято, что, за проектный период, 44% от добытого объема нефти будет реализован на внешнем рынке, по направлениям Новороссийск (Черное море), Усть-Луга (Балтийское море) и Атасу-Алашанькоу, остальные 56% - на внутреннем рынке.

В расчетах приняты следующие цены реализации нефти на внешний рынок: 2024-2028 гг. – 80 \$/баррель. В соответствии с макропрогнозом, начиная с 2029 г. и до конца проектного периода стоимость реализации нефти будет увеличиваться на уровень ежегодной инфляции, т.е. на 2%. Необходимо отметить, что в соответствии с условиями рыночных отношений, стоимость сырой нефти корректируется на коэффициент снижения с учетом качества реализуемой нефти. По данным Заказчика, дифференциал нефти по направлениям:

- 1) Новороссийск в 2024 г. составит - 14\$/bbl;
- 2) Усть-Луга в 2024 г. составит - 14\$/bbl, в 2025 - 11\$/bbl, в 2026 г. - 10\$/bbl, в 2027 г. - 9\$/bbl, начиная с 2028 г. – 9\$/bbl;
- 3) Атасу-Алашанькоу в 2024 г.составит - 5,33\$/bbl.

Реализация нефти на внутренний рынок согласно бизнес-плану АО «ММГ» осуществляется по следующим направлениям: АНПЗ, ПНХЗ и ПКОП. Стоимость и объем реализации нефти на внутренний рынок по вышеприведенным направлениям представлены в таблице «Расчет доходов от реализации продукции».

Газ, добываемый на месторождениях АО «ММГ», является не только товарным продуктом, но и рабочим агентом, используемым для производственно-технологических нужд в качестве топлива для газопотребляющего оборудования. В связи с этим важно отметить, что часть попутного нефтяного газа, добываемая на месторождении, будет использоваться на технологические нужды недропользователя, а оставшийся объем газа будет поставляться на внутренний рынок. Стоимость реализации попутного газа на внутренний рынок также принята в соответствии с действующим уровнем цен реализации газа недропользователем и составляет на 2024-2028 гг. –2,2 \$/тыс. м³.

В расчетах принято, что, начиная с 2029 года, стоимость реализации газа на внутреннем рынке будет увеличиваться ежегодно на 2%.

Затраты на транспортировку нефти так же, как и цена нефти различаются от направления, и составят в среднем за проектный период по направлениям:

- 1) Новороссийск, Усть-Луга составит – 57,06 \$/тонн;
- 2) Атасу-Алашанькоу составит – 42,80 \$/тонн;
- 3) АНПЗ составит – 14,36 \$/тонн;
- 4) ПНХЗ составит – 40,69 \$/тонн;
- 5) ПКОП составит – 37,56 \$/тонн.

Также стоит отметить, что, стоимость транспортировки продукции в расчетах принято с учетом ежегодной инфляции в 2%.

Результаты расчета доходов от продажи продукции по рекомендуемому четвертому варианту представлены в таблице 4.3.2.

Таблица 4.34.2 – Расчет доходов от реализации продукции по рекомендуемому варианту 3

ОБЪЕМ РЕАЛИЗАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ	ЕИ	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Нефти																			
на экспорт 1 - Трубопровод Новороссийск	тыс. тн	3	3	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
на экспорт 2 - Трубопровод Усть-луга	тыс. тн	3 925	3 486	128,2	163,8	183,1	197,5	206,2	208,5	198,6	188,9	181,1	180,6	173,2	164,6	155,9	146,9	138,3	129,5
на экспорт 3 - Атасу-Алашанькоу	тыс. тн	10	10	10,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
на внутренний рынок 1 - АНПЗ	тыс. тн	2 131	1 894	79,7	84,2	99,7	109,7	111,4	112,7	107,3	102,1	97,8	97,6	93,6	88,9	84,3	79,4	74,7	70,0
на внутренний рынок 2 - ПНХЗ	тыс. тн	2 594	2 306	87,7	110,4	122,1	138,6	135,3	136,9	130,3	124,0	118,9	118,6	113,7	108,0	102,4	96,4	90,8	85,0
на внутренний рынок 3 - ПКОП	тыс. тн	417	374	37,1	21,2	23,5	14,1	20,4	20,6	19,6	18,7	17,9	17,9	17,1	16,3	15,4	14,5	13,7	12,8
Товарного газа																			
на внутренний рынок	млн.м3	282,49	282,49	11,229	13,940	17,837	20,917	21,779	22,412	20,637	19,099	17,789	17,944	16,901	15,324	13,678	11,940	10,462	9,335
ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ																			
Нефти																			
на экспорт 1 - Трубопровод Новороссийск	\$/тонн	477	477	477	578	578	578	578	590	602	614	626	639	651	664	678	691	705	719
на экспорт 2 - Трубопровод Усть-луга	\$/тонн	477	477	477	499	506	513	513	524	534	545	556	567	578	590	601	613	626	638
на экспорт 3 - Атасу-Алашанькоу	\$/тонн	545	545	545	584	584	584	584	596	608	620	632	645	658	671	684	698	712	726
на внутренний рынок 1 - АНПЗ	\$/тонн	174	174	174	185	196	207	217	222	226	231	235	240	245	250	255	260	265	270
на внутренний рынок 2 - ПНХЗ	\$/тонн	196	196	196	207	217	228	239	244	249	254	259	264	269	275	280	286	291	297
на внутренний рынок 3 - ПКОП	\$/тонн	207	207	207	217	228	239	250	255	260	265	271	276	282	287	293	299	305	311
Товарного газа																			
на внутренний рынок	\$/тыс.м3	2	2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3
ВЫРУЧКА (без НДС)																			
Нефти																			
на экспорт 1 - Трубопровод Новороссийск	\$ тыс	1 630	1 630	1 630	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на экспорт 2 - Трубопровод Усть-луга	\$ тыс	2 442 099	2 030 985	61 171	81 719	92 683	101 408	105 845	109 192	106 054	102 912	100 617	102 358	100 129	97 050	93 783	90 132	86 543	82 663
на экспорт 3 - Атасу-Алашанькоу	\$ тыс	5 581	5 581	5 581	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок 1 - АНПЗ	\$ тыс	553 292	459 217	13 859	15 553	19 507	22 661	24 220	24 986	24 268	23 549	23 024	23 423	22 912	22 208	21 460	20 625	19 803	18 916
на внутренний рынок 2 - ПНХЗ	\$ тыс	741 835	616 123	17 151	22 791	26 554	31 630	32 366	33 389	32 429	31 469	30 767	31 300	30 618	29 676	28 677	27 561	26 463	25 277
на внутренний рынок 3 - ПКОП	\$ тыс	122 356	102 562	7 654	4 608	5 364	3 374	5 096	5 257	5 106	4 955	4 844	4 928	4 821	4 673	4 515	4 340	4 167	3 980
Товарного газа																			
на внутренний рынок	\$ тыс	670	670	24	30	39	45	47	50	47	44	42	43	41	38	35	31	28	25
Итого общая Выручка от экспорта	\$ тыс	2 449 309	2 038 195	68 382	81 719	92 683	101 408	105 845	109 192	106 054	102 912	100 617	102 358	100 129	97 050	93 783	90 132	86 543	82 663
Итого общая Выручка от продажи на внутренний рынок	\$ тыс	1 418 153	1 178 572	38 689	42 982	51 464	57 709	61 729	63 683	61 850	60 017	58 678	59 693	58 392	56 595	54 688	52 556	50 461	48 198
Итого общая Выручка	\$ тыс	3 867 462	3 216 768	107 071	124 701	144 147	159 118	167 574	172 875	167 904	162 929	159 295	162 052	158 521	153 646	148 470	142 688	137 004	130 860

Продолжение таблицы 4.3.2 - Расчет доходов от реализации продукции по рекомендуемому варианту 3

ОБЪЕМ РЕАЛИЗАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ	ЕИ	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Нефти																			
на экспорт 1 - Трубопровод Новороссийск	тыс. тн	3	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0
на экспорт 2 - Трубопровод Усть-луга	тыс. тн	3 925	3 486	117,1	102,6	95,8	89,2	81,5	74,4	65,2	60,32	55,05	47,96	42,30	35,69	32,42	29,4	26,6	23,9
на экспорт 3 - Атасу-Алашанькоу	тыс. тн	10	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0
на внутренний рынок 1 - АНПЗ	тыс. тн	2 131	1 894	63,3	55,4	51,8	48,2	44,0	40,2	35,2	32,59	29,75	25,91	22,86	19,28	17,52	15,9	14,4	12,9
на внутренний рынок 2 - ПНХЗ	тыс. тн	2 594	2 306	76,9	67,3	62,9	58,5	53,5	48,8	42,8	39,59	36,14	31,48	27,77	23,42	21,28	19,3	17,5	15,7
на внутренний рынок 3 - ПКОП	тыс. тн	417	374	11,6	10,1	9,5	8,8	8,1	7,4	6,4	5,96	5,44	4,74	4,18	3,53	3,21	2,9	2,6	2,4
Товарного газа																			
на внутренний рынок	млн.м3	282,49	282,49	6,964	5,100	4,246	2,767	1,784	0,404	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ																			
Нефти																			
на экспорт 1 - Трубопровод Новороссийск	\$/тонн	477	477	734	748	763	778	794	810	826	843	859	877	894	912	930	949	968	987
на экспорт 2 - Трубопровод Усть-луга	\$/тонн	477	477	651	664	677	691	705	719	733	748	763	778	794	809	826	842	859	876
на экспорт 3 - Атасу-Алашанькоу	\$/тонн	545	545	741	755	771	786	802	818	834	851	868	885	903	921	939	958	977	997
на внутренний рынок 1 - АНПЗ	\$/тонн	174	174	276	281	287	293	298	304	310	317	323	329	336	343	350	357	364	371
на внутренний рынок 2 - ПНХЗ	\$/тонн	196	196	303	309	316	322	328	335	342	348	355	362	370	377	385	392	400	408
на внутренний рынок 3 - ПКОП	\$/тонн	207	207	317	323	330	336	343	350	357	364	371	379	386	394	402	410	418	427
Товарного газа																			
на внутренний рынок	\$/тыс.м3	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4
ВЫРУЧКА (без НДС)																			
Нефти																			
на экспорт 1 - Трубопровод Новороссийск	\$ тыс	1 630	1 630	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на экспорт 2 - Трубопровод Усть-луга	\$ тыс	2 442 099	2 030 985	76 241	68 114	64 907	61 605	57 440	53 490	47 828	45 107	41 992	37 313	33 570	28 886	26 769	24 776	22 841	20 934
на экспорт 3 - Атасу-Алашанькоу	\$ тыс	5 581	5 581	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок 1 - АНПЗ	\$ тыс	553 292	459 217	17 446	15 586	14 853	14 097	13 144	12 240	10 944	10 322	9 609	8 538	7 682	6 610	6 126	5 669	5 227	4 790
на внутренний рынок 2 - ПНХЗ	\$ тыс	741 835	616 123	23 313	20 828	19 848	18 838	17 564	16 356	14 625	13 793	12 841	11 410	10 265	8 833	8 186	7 576	6 984	6 401
на внутренний рынок 3 - ПКОП	\$ тыс	122 356	102 562	3 671	3 280	3 125	2 966	2 766	2 575	2 303	2 172	2 022	1 797	1 616	1 391	1 289	1 193	1 100	1 008
Товарного газа																			
на внутренний рынок	\$ тыс	670	670	19	14	12	8	5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого общая Выручка от экспорта	\$ тыс	2 449 309	2 038 195	76 241	68 114	64 907	61 605	57 440	53 490	47 828	45 107	41 992	37 313	33 570	28 886	26 769	24 776	22 841	20 934
Итого общая Выручка от продажи на внутренний рынок	\$ тыс	1 418 153	1 178 572	44 450	39 708	37 838	35 909	33 479	31 173	27 872	26 286	24 471	21 744	19 563	16 834	15 600	14 438	13 311	12 199
Итого общая Выручка	\$ тыс	3 867 462	3 216 768	120 691	107 822	102 745	97 515	90 919	84 663	75 700	71 393	66 464	59 057	53 132	45 720	42 369	39 214	36 152	33 133

Продолжение таблицы 4.3.2 - Расчет доходов от реализации продукции по рекомендуемому варианту 3

ОБЪЕМ РЕАЛИЗАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ	ЕИ	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071
Нефти																			
на экспорт 1 - Трубопровод Новороссийск	тыс. тн	3	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
на экспорт 2 - Трубопровод Усть-луга	тыс. тн	3 925	3 486	21,8	19,7	18,0	16,1	14,5	13,0	10,6	9,3	7,8	6,7	5,6	4,6	4,2	3,9	3,6	3,4
на экспорт 3 - Атасу-Алашанькоу	тыс. тн	10	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
на внутренний рынок 1 - АНПЗ	тыс. тн	2 131	1 894	11,8	10,6	9,7	8,7	7,9	7,0	5,7	5,0	4,2	3,6	3,0	2,5	2,3	2,1	1,9	1,8
на внутренний рынок 2 - ПНХЗ	тыс. тн	2 594	2 306	14,3	12,9	11,8	10,6	9,5	8,5	7,0	6,1	5,1	4,4	3,7	3,0	2,7	2,5	2,3	2,2
на внутренний рынок 3 - ПКОП	тыс. тн	417	374	2,2	1,9	1,8	1,6	1,4	1,3	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3
Товарного газа																			
на внутренний рынок	млн.м3	282,49	282,49	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ																			
Нефти																			
на экспорт 1 - Трубопровод Новороссийск	\$/тонн	477	477	1 007	1 027	1 048	1 069	1 090	1 112	1 134	1 157	1 180	1 203	1 228	1 252	1 277	1 303	1 329	1 355
на экспорт 2 - Трубопровод Усть-луга	\$/тонн	477	477	894	912	930	948	967	987	1 006	1 027	1 047	1 068	1 089	1 111	1 133	1 156	1 179	1 203
на экспорт 3 - Атасу-Алашанькоу	\$/тонн	545	545	1 017	1 037	1 058	1 079	1 101	1 123	1 145	1 168	1 191	1 215	1 239	1 264	1 289	1 315	1 342	1 368
на внутренний рынок 1 - АНПЗ	\$/тонн	174	174	378	386	394	402	410	418	426	435	443	452	461	471	480	490	499	509
на внутренний рынок 2 - ПНХЗ	\$/тонн	196	196	416	425	433	442	451	460	469	478	488	498	508	518	528	539	549	560
на внутренний рынок 3 - ПКОП	\$/тонн	207	207	435	444	453	462	471	481	490	500	510	520	531	541	552	563	574	586
Товарного газа																			
на внутренний рынок	\$/тыс.м3	2	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5
ВЫРУЧКА (без НДС)																			
Нефти																			
на экспорт 1 - Трубопровод Новороссийск	\$ тыс	1 630	1 630	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на экспорт 2 - Трубопровод Усть-луга	\$ тыс	2 442 099	2 030 985	19 447	17 932	16 753	15 313	14 061	12 840	10 687	9 561	8 203	7 158	6 116	5 078	4 735	4 478	4 208	4 083
на экспорт 3 - Атасу-Алашанькоу	\$ тыс	5 581	5 581	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок 1 - АНПЗ	\$ тыс	553 292	459 217	4 450	4 103	3 833	3 504	3 218	2 938	2 446	2 188	1 877	1 638	1 400	1 162	1 084	1 025	963	934
на внутренний рынок 2 - ПНХЗ	\$ тыс	741 835	616 123	5 947	5 483	5 123	4 682	4 300	3 926	3 268	2 924	2 508	2 189	1 870	1 553	1 448	1 369	1 287	1 249
на внутренний рынок 3 - ПКОП	\$ тыс	122 356	102 562	936	863	807	737	677	618	515	460	395	345	294	244	228	216	203	197
Товарного газа																			
на внутренний рынок	\$ тыс	670	670	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого общая Выручка от экспорта	\$ тыс	2 449 309	2 038 195	19 447	17 932	16 753	15 313	14 061	12 840	10 687	9 561	8 203	7 158	6 116	5 078	4 735	4 478	4 208	4 083
Итого общая Выручка от продажи на внутренний рынок	\$ тыс	1 418 153	1 178 572	11 333	10 450	9 763	8 924	8 194	7 482	6 228	5 572	4 780	4 171	3 564	2 959	2 760	2 610	2 452	2 379
Итого общая Выручка	\$ тыс	3 867 462	3 216 768	30 780	28 381	26 515	24 236	22 256	20 322	16 916	15 132	12 983	11 330	9 680	8 037	7 495	7 087	6 661	6 462

Продолжение таблицы 4.3.2 - Расчет доходов от реализации продукции по рекомендуемому варианту 3

ОБЪЕМ РЕАЛИЗАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ	ЕИ	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087
Нефти																			
на экспорт 1 - Трубопровод Новороссийск	тыс. тн	3	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
на экспорт 2 - Трубопровод Усть-луга	тыс. тн	3 925	3 486	3,1	2,9	2,7	2,5	2,4	2,2	2,0	1,9	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,0	1,0
на экспорт 3 - Атасу-Алашанькоу	тыс. тн	10	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
на внутренний рынок 1 - АНПЗ	тыс. тн	2 131	1 894	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,5	0,6
на внутренний рынок 2 - ПНХЗ	тыс. тн	2 594	2 306	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,7	0,7
на внутренний рынок 3 - ПКОП	тыс. тн	417	374	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Товарного газа																			
на внутренний рынок	млн.м3	282,49	282,49	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ																			
Нефти																			
на экспорт 1 - Трубопровод Новороссийск	\$/тонн	477	477	1 382	1 410	1 438	1 467	1 496	1 526	1 557	1 588	1 620	1 652	1 685	1 719	1 753	1 788	1 824	1 861
на экспорт 2 - Трубопровод Усть-луга	\$/тонн	477	477	1 227	1 251	1 276	1 302	1 328	1 355	1 382	1 409	1 437	1 466	1 496	1 525	1 556	1 587	1 619	1 651
на экспорт 3 - Атасу-Алашанькоу	\$/тонн	545	545	1 396	1 424	1 452	1 481	1 511	1 541	1 572	1 603	1 635	1 668	1 701	1 735	1 770	1 806	1 842	1 879
на внутренний рынок 1 - АНПЗ	\$/тонн	174	174	520	530	541	551	562	574	585	597	609	621	633	646	659	672	686	699
на внутренний рынок 2 - ПНХЗ	\$/тонн	196	196	572	583	595	607	619	631	644	657	670	683	697	711	725	739	754	769
на внутренний рынок 3 - ПКОП	\$/тонн	207	207	598	609	622	634	647	660	673	686	700	714	728	743	758	773	788	804
Товарного газа																			
на внутренний рынок	\$/тыс.м3	2	2	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7
ВЫРУЧКА (без НДС)																			
Нефти																			
на экспорт 1 - Трубопровод Новороссийск	\$ тыс	1 630	1 630	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на экспорт 2 - Трубопровод Усть-луга	\$ тыс	2 442 099	2 030 985	3 844	3 594	3 444	3 286	3 179	2 947	2 766	2 637	2 565	2 489	2 278	2 191	2 031	1 934	1 620	1 725
на экспорт 3 - Атасу-Алашанькоу	\$ тыс	5 581	5 581	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок 1 - АНПЗ	\$ тыс	553 292	459 217	880	823	788	752	727	674	633	603	587	569	521	501	465	443	371	395
на внутренний рынок 2 - ПНХЗ	\$ тыс	741 835	616 123	1 176	1 099	1 053	1 005	972	901	846	806	784	761	697	670	621	591	495	527
на внутренний рынок 3 - ПКОП	\$ тыс	122 356	102 562	185	173	166	158	153	142	133	127	123	120	110	105	98	93	78	83
Товарного газа																			
на внутренний рынок	\$ тыс	670	670	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого общая Выручка от экспорта	\$ тыс	2 449 309	2 038 195	3 844	3 594	3 444	3 286	3 179	2 947	2 766	2 637	2 565	2 489	2 278	2 191	2 031	1 934	1 620	1 725
Итого общая Выручка от продажи на внутренний рынок	\$ тыс	1 418 153	1 178 572	2 240	2 095	2 007	1 915	1 852	1 718	1 612	1 537	1 495	1 450	1 328	1 277	1 184	1 127	944	1 005
Итого общая Выручка	\$ тыс	3 867 462	3 216 768	6 085	5 689	5 451	5 201	5 031	4 665	4 378	4 174	4 060	3 939	3 606	3 467	3 215	3 061	2 565	2 730

Продолжение таблицы 4.3.2 - Расчет доходов от реализации продукции по рекомендуемому варианту 3

ОБЪЕМ РЕАЛИЗАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ	ЕИ	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103
Нефти																			
на экспорт 1 - Трубопровод Новороссийск	тыс. тн	3	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
на экспорт 2 - Трубопровод Усть-луга	тыс. тн	3 925	3 486	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
на экспорт 3 - Атасу-Алашанькоу	тыс. тн	10	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
на внутренний рынок 1 - АНПЗ	тыс. тн	2 131	1 894	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
на внутренний рынок 2 - ПНХЗ	тыс. тн	2 594	2 306	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
на внутренний рынок 3 - ПКОП	тыс. тн	417	374	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Товарного газа																			
на внутренний рынок	млн.м3	282,49	282,49	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ																			
Нефти																			
на экспорт 1 - Трубопровод Новороссийск	\$/тонн	477	477	1 898	1 936	1 974	2 014	2 054	2 095	2 137	2 180	2 224	2 268	2 313	2 360	2 407	2 455	2 504	2 554
на экспорт 2 - Трубопровод Усть-луга	\$/тонн	477	477	1 684	1 718	1 752	1 787	1 823	1 860	1 897	1 935	1 973	2 013	2 053	2 094	2 136	2 179	2 222	2 267
на экспорт 3 - Атасу-Алашанькоу	\$/тонн	545	545	1 916	1 954	1 994	2 033	2 074	2 116	2 158	2 201	2 245	2 290	2 336	2 382	2 430	2 479	2 528	2 579
на внутренний рынок 1 - АНПЗ	\$/тонн	174	174	713	728	742	757	772	788	803	819	836	852	869	887	905	923	941	960
на внутренний рынок 2 - ПНХЗ	\$/тонн	196	196	785	800	816	833	849	866	884	901	919	938	956	976	995	1 015	1 035	1 056
на внутренний рынок 3 - ПКОП	\$/тонн	207	207	820	837	853	870	888	906	924	942	961	980	1 000	1 020	1 040	1 061	1 082	1 104
Товарного газа																			
на внутренний рынок	\$/тыс.м3	2	2	7	7	7	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9	9	9	10
ВЫРУЧКА (без НДС)																			
Нефти																			
на экспорт 1 - Трубопровод Новороссийск	\$ тыс	1 630	1 630	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на экспорт 2 - Трубопровод Усть-луга	\$ тыс	2 442 099	2 030 985	1 686	1 570	1 525	1 478	1 428	1 457	1 403	1 179	1 116	0	0	0	0	0	0	0
на экспорт 3 - Атасу-Алашанькоу	\$ тыс	5 581	5 581	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок 1 - АНПЗ	\$ тыс	553 292	459 217	386	359	349	338	327	333	321	270	255	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок 2 - ПНХЗ	\$ тыс	741 835	616 123	515	480	466	452	437	445	429	360	341	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок 3 - ПКОП	\$ тыс	122 356	102 562	81	76	73	71	69	70	68	57	54	0	0	0	0	0	0	0
Товарного газа																			
на внутренний рынок	\$ тыс	670	670	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого общая Выручка от экспорта	\$ тыс	2 449 309	2 038 195	1 686	1 570	1 525	1 478	1 428	1 457	1 403	1 179	1 116	0	0	0	0	0	0	0
Итого общая Выручка от продажи на внутренний рынок	\$ тыс	1 418 153	1 178 572	982	915	889	861	832	849	818	687	651	0	0	0	0	0	0	0
Итого общая Выручка	\$ тыс	3 867 462	3 216 768	2 668	2 485	2 414	2 339	2 260	2 306	2 221	1 866	1 767	0	0	0	0	0	0	0

4.3.4 Расходы по проекту

4.3.4.1 Капитальные вложения

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

Величина капитальных вложений по вариантам определена с использованием укрупненных показателей направлений капитального строительства в текущих ценах. Новые капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться на территории Республики Казахстан.

Распределение капитальных вложений по годам осуществлялось в соответствии с графиком строительства объектов, включающим время проектирования, сроки строительства и ввода в эксплуатацию.

Наряду с этим, для корректного начисления амортизационных отчислений, в проекте учтена балансовая стоимость основных фондов по ранее осуществленным капитальным вложениям, которая включает в себя имеющиеся производственные мощности промышленного обустройства и скважины.

Инвестиции по рассматриваемым вариантам, необходимые для финансирования проекта представлены в таблице 4.3.3 по основным направлениям капитальных вложений.

Таблица 4.3.4 – Капитальные вложения по вариантам

№ п/п	Наименование показателей	ЕИ	Показатели за проектный период			
			1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант
1	Строительство скважин	тыс.\$	53 250	79 292	85 611	110 227
2	Надземное строительство	тыс.\$	11 416	20 560	20 204	24 995
3	Инфраструктура	тыс.\$	245	422	400	480
4	Внешние коммуникации	тыс.\$	227	390	370	443
Всего капитальные вложения:		тыс.\$	65 138	100 666	106 585	136 145

Результаты расчетов капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства в период реализации проекта по вариантам приведены в таблицах 4.3.4 - 4.3.6.

Структура основных показателей капитальных вложений по рекомендуемому четвертому варианту и по альтернативным вариантам представлена на рисунках 4.3.3 - 4.3.4.

Таблица 4.3.4 - Капитальные вложения по варианту 1

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	ЕИ	Кол/ во	Стоимость единицы, тыс.\$	Стоимость всего, тыс. \$	Распределение капитальных вложений по годам строительства									
						1	2	3	4	5	6	7	8-16	17	18
						2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030- 2038	2039	2040	2041
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН														
1	Ввод из бурения добывающих вертикальных	скважина	34	780	26 523	7 021	6 241	7 021	4 681	1 560	-	-	-	-	-
2	Ввод из бурения добывающих горизонтальных	скважина	8	2 048	16 387	-	4 097	8 193	4 097	-	-	-	-	-	-
3	Ввод из бурения водонагнетательных	скважина	9	780	7 021	4 681	2 340	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Гидроразрыв пласта (ГРП) - капитального характера	скв./операций	12	145	1 731	458	407	458	305	102	-	-	-	-	-
	ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, без инфляции	тыс. \$			51 662	12 160	13 085	15 672	9 083	1 662	-	-	-	-	-
	ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, с инфляцией	тыс. \$			53 250	12 160	13 347	16 306	9 639	1 799	-	-	-	-	-
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО														
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	ед.	42	148,3	6 227	1 334	1 483	1 927	1 186	297	-	-	-	-	-
2	Обустройство нагнетательных скважин	ед.	9	128,3	1 154	770	385	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Монтаж на устье контролирующего оборудования доб (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	42	0,9	38	8	9	12	7	2	-	-	-	-	-
4	Монтаж на устье контролирующего оборудования наг (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	9	0,9	8	5	3	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Установка устьевых подогревателей типа УН-0,2М3	ед.	35	20,7	724	62	289	227	124	21	-	-	-	-	-
6	Строительство дополнительных АГЗУ типа Спутник АМ40-14-400 с трехфазным измерением на 14 отводов, в том числе:														
6.1	Дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1	ед.	1	16,4	16	-	16	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2	Устьевые подогреватели типа УН-0,2М3	ед.	1	20,7	21	-	21	-	-	-	-	-	-	-	-
7	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, Ду 100) от проектных скважин из бурения до ЗУ	км	32	48	1 536	100	528	575	256	76	-	-	-	-	-
8	Прокладка сточных трубопроводов (СПТ, Ду 150) от ЗУ до ГУ (основной + резервный)	км	0	48	5	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Прокладка газопроводов (Ду 50) до УН-0,2	км	30,65	26,7	819	48	295	315	128	32	-	-	-	-	-
10	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	ед.	9	4,1	37	25	12	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, без инфляции	тыс. \$	-	-	11 087	2 584	3 318	3 056	1 701	428	-	-	-	-	-
	ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, с инфляцией	тыс. \$	-	-	11 416	2 584	3 384	3 180	1 806	463	-	-	-	-	-
III	ИНФРАСТРУКТУРА												-		
1	Временные здания и сооружения	ед.	1	130	130	38,1	33,1	33,1	20,3	5,1	-	-	-	-	-
2	Дополнительные затраты на производство СМР в зимнее время	ед.	1	32	32	9,5	8,2	8,2	5,1	1,3	-	-	-	-	-
3	Непредвиденные работы и затраты	ед.	1	77	77	22,6	19,6	19,6	12,0	3,0	-	-	-	-	-
IV	ВНЕШНИЕ КОММУНИКАЦИИ И ЗАТРАТЫ												-	-	-
1	Авторский надзор	ед.	1	7,9	8	2,3	2,0	2,0	1,2	0,3	-	-	-	-	-
2	Технический надзор	ед.	1	48,5	49	14,3	12,4	12,4	7,6	1,9	-	-	-	-	-
3	ПИР	ед.	1	161,7	162	47,6	41,2	41,2	25,4	6,3	-	-	-	-	-
4	Экспертиза	ед.	1	2,4	2	0,71	0,62	0,62	0,38	0,10	-	-	-	-	-
	ВСЕГО капитальных вложений, без НДС, без учета инфляции:				63 208	14 878	16 520	18 846	10 856	2 108	-	-	-	-	-
	ВСЕГО капитальных вложений, без НДС, с учетом инфляции:				65 138	14 878	16 850	19 607	11 521	2 281	-	-	-	-	-

Таблица 4.3.5 - Капитальные вложения по варианту 2

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	ЕИ	Кол/ во	Стоимость единицы, тыс.\$	Стоимость всего, тыс. \$	Распределение капитальных вложений по годам строительства									
						1	2	3	4	5	6	7	8-16	17	18
						2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030- 2038	2039	2040	2041
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН														
1	Ввод из бурения добывающих вертикальных	скважина	76	780	59 287	3 120	12 482	13 262	13 262	11 701	5 461	-	-	-	-
2	Ввод из бурения водонагнетательных	скважина	16	780	12 482	4 681	2 340	1 560	1 560	1 560	780	-	-	-	-
3	Гидроразрыв пласта (ГРП) - капитального характера	скв./операций	26	145	3 782	145	873	873	873	727	291	-	-	-	-
	ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, без инфляции	тыс. \$			75 551	7 946	15 695	15 695	15 695	13 989	6 532	-	-	-	-
	ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, с инфляцией	тыс. \$			79 292	7 946	16 008	16 329	16 655	15 142	7 212	-	-	-	-
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО														
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	ед.	76	148,3	11 267	593	2 372	2 520	2 520	2 224	1 038	-	-	-	-
2	Обустройство нагнетательных скважин	ед.	16	128,3	2 052	770	385	257	257	257	128	-	-	-	-
3	Монтаж на устье контролирующего оборудования доб (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	76	0,9	69	4	15	15	15	14	6	-	-	-	-
4	Монтаж на устье контролирующего оборудования наг (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	16	0,9	15	5	3	2	2	2	1	-	-	-	-
5	Установка устьевых подогревателей типа УН-0,2МЗ	ед.	62	20,7	1 282	41	269	289	269	269	145	-	-	-	-
6	Строительство дополнительных АГЗУ типа Спутник АМ40-14-400 с трехфазным измерением на 14 отводов, в том числе:														
6.1	Дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1	ед.	4	16,4	66	-	33	33	-	-	-	-	-	-	-
6.2	Устьевые подогреватели типа УН-0,2МЗ	ед.	4	20,7	83	-	41	41	-	-	-	-	-	-	-
7	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, Ду 100) от проектных скважин из бурения до ЗУ	км	55	48	2 624	74	509	555	624	588	275	-	-	-	-
8	Прокладка сточных трубопроводов (СПТ, Ду 150) от ЗУ до ГУ (основной + резервный)	км	0	48	19	-	10	10	-	-	-	-	-	-	-
9	Прокладка газопроводов (Ду 50) до УН-0,2	км	51,75	26,7	1 383	29	259	286	326	329	154	-	-	-	-
10	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	ед.	16	4,1	66	25	12	8,3	8	8	4	-	-	-	-
	ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, без инфляции	тыс. \$	-	-	19 571	1 772	4 174	4 054	4 043	3 747	1 782	-	-	-	-
	ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, с инфляцией	тыс. \$	-	-	20 560	1 772	4 257	4 218	4 290	4 056	1 967	-	-	-	-
III	ИНФРАСТРУКТУРА												-		
1	Временные здания и сооружения	ед.	1	219	219	23,8	45,2	45,2	45,2	40,4	19,0	-	-	-	-
2	Дополнительные затраты на производство СМР в зимнее время	ед.	1	54	54	5,9	11,2	11,2	11,2	10,0	4,7	-	-	-	-
3	Непредвиденные работы и затраты	ед.	1	129	129	14,1	26,7	26,7	26,7	23,9	11,3	-	-	-	-
IV	ВНЕШНИЕ КОММУНИКАЦИИ И ЗАТРАТЫ												-	-	-
1	Авторский надзор	ед.	1	13,3	13	1,4	2,7	2,7	2,7	2,5	1,2	-	-	-	-
2	Технический надзор	ед.	1	81,8	82	8,9	16,9	16,9	16,9	15,1	7	-	-	-	-
3	ПИР	ед.	1	272,8	273	29,7	56,3	56,3	56,3	50,4	24	-	-	-	-
4	Экспертиза	ед.	1	4,1	4	0,44	0,85	0,85	0,85	0,76	0,36	-	-	-	-
	ВСЕГО капитальных вложений, без НДС, без учета инфляции:				95 897	9 802	20 028	19 909	19 897	17 879	8 381	-	-	-	-
	ВСЕГО капитальных вложений, без НДС, с учетом инфляции:				100 666	9 802	20 429	20 713	21 115	19 353	9 253	-	-	-	-

Таблица 4.3.6 - Капитальные вложения по рекомендуемому варианту 3

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	ЕИ	Кол/ во	Стоимость единицы, тыс.\$	Стоимость всего, тыс. \$	Распределение капитальных вложений по годам строительства									
						1	2	3	4	5	6	7	8-16	17	18
						2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030- 2038	2039	2040	2041
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН														
1	Ввод из бурения добывающих вертикальных	скважина	71	780	55 387	3 120	10 921	13 262	12 482	9 361	6 241	-	-	-	-
2	Ввод из бурения добывающих горизонтальных	скважина	5	2 048	10 242	-	4 097	2 048	2 048	2 048	-	-	-	-	-
3	Ввод из бурения водонагнетательных	скважина	16	780	12 482	4 681	2 340	1 560	1 560	1 560	780	-	-	-	-
4	Гидроразрыв пласта (ГРП) - капитального характера	скв./операций	24	145	3 491	-	727	873	873	582	436	-	-	-	-
	ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, без инфляции	тыс. \$			81 601	7 801	18 086	17 743	16 963	13 552	7 457	-	-	-	-
	ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, с инфляцией	тыс. \$			85 611	7 801	18 447	18 460	18 001	14 669	8 233	-	-	-	-
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО														
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	ед.	76	148,3	11 267	593	2 372	2 669	2 520	1 927	1 186	-	-	-	-
2	Обустройство нагнетательных скважин	ед.	16	128,3	2 052	770	385	257	257	257	128	-	-	-	-
3	Монтаж на устье контролирующего оборудования доб (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	76	0,9	69	4	15	16	15	12	7	-	-	-	-
4	Монтаж на устье контролирующего оборудования наг (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	16	0,9	15	5	3	2	2	2	1	-	-	-	-
5	Установка устьевых подогревателей типа УН-0,2М3	ед.	58	20,7	1 199	41	269	289	227	207	165	-	-	-	-
6	Строительство дополнительных АГЗУ типа Спутник АМ40-14-400 с трехфазным измерением на 14 отводов, в том числе:														
6.1	Дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1	ед.	4	16,4	66	-	16	16	33	-	-	-	-	-	-
6.2	Устьевые подогреватели типа УН-0,2М3	ед.	4	20,7	83	-	21	21	41	-	-	-	-	-	-
7	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, Ду 100) от проектных скважин из бурения до ЗУ	км	52	48	2 474	79	512	624	490	473	296	-	-	-	-
8	Прокладка сточных трубопроводов (СПТ, Ду 150) от ЗУ до ГУ (основной + резервный)	км	1	48	24	-	5	10	10	-	-	-	-	-	-
9	Прокладка газопроводов (Ду 50) до УН-0,2	км	46,30	26,7	1 237	29	256	315	230	240	166	-	-	-	-
10	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	ед.	16	4,1	66	25	12	8,3	8	8	4	-	-	-	-
	ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, без инфляции	тыс. \$	-	-	19 242	1 772	4 141	4 290	3 876	3 185	1 978	-	-	-	-
	ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, с инфляцией	тыс. \$	-	-	20 204	1 772	4 224	4 463	4 114	3 447	2 184	-	-	-	-
III	ИНФРАСТРУКТУРА												-		
1	Временные здания и сооружения	ед.	1	207	207	22,5	42,8	45,1	42,8	33,8	20,3	-	-	-	-
2	Дополнительные затраты на производство СМР в зимнее время	ед.	1	51	51	5,6	10,6	11,2	10,6	8,4	5,0	-	-	-	-
3	Непредвиденные работы и затраты	ед.	1	123	123	13,3	25,3	26,7	25,3	20,0	12,0	-	-	-	-
IV	ВНЕШНИЕ КОММУНИКАЦИИ И ЗАТРАТЫ												-	-	-
1	Авторский надзор	ед.	1	12,6	13	1,4	2,6	2,7	2,6	2,1	1,2	-	-	-	-
2	Технический надзор	ед.	1	77,5	78	8,4	16,0	16,9	16,0	12,6	8	-	-	-	-
3	ПИР	ед.	1	258,5	258	28,1	53,4	56,2	53,4	42,1	25	-	-	-	-
4	Экспертиза	ед.	1	3,9	4	0,42	0,80	0,84	0,80	0,63	0,38	-	-	-	-
	ВСЕГО капитальных вложений, без НДС, без учета инфляции:				101 577	9 652	22 378	22 193	20 991	16 856	9 507	-	-	-	-
	ВСЕГО капитальных вложений, без НДС, с учетом инфляции:				106 585	9 652	22 826	23 089	22 276	18 245	10 497	-	-	-	-

Таблица 4.3.6 - Капитальные вложения по варианту 4

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	ЕИ	Кол/ во	Стоимость единицы, тыс.\$	Стоимость всего, тыс. \$	Распределение капитальных вложений по годам строительства									
						1	2	3	4	5	6	7	8-16	17	18
						2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030- 2038	2039	2040	2041
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН														
1	Ввод из бурения добывающих вертикальных	скважина	86	780	67 088	3 120	10 921	13 262	12 482	14 822	12 482	-	-	-	-
2	Ввод из бурения добывающих горизонтальных	скважина	8	2 048	16 387	-	4 097	2 048	6 145	2 048	2 048	-	-	-	-
3	Ввод из бурения водонагнетательных	скважина	21	780	16 382	4 681	2 340	1 560	6 241	1 560	-	-	-	-	-
4	Гидроразрыв пласта (ГРП) - капитального характера	скв./операций	31	145	4 509	145	727	873	873	1 018	873	-	-	-	-
	ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, без инфляции	тыс. \$			104 366	7 946	18 086	17 743	25 740	19 449	15 403	-	-	-	-
	ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, с инфляцией	тыс. \$			110 227	7 946	18 447	18 460	27 316	21 052	17 006	-	-	-	-
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО														
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	ед.	94	148,3	13 936	593	2 372	2 669	2 817	2 965	2 520	-	-	-	-
2	Обустройство нагнетательных скважин	ед.	21	128,3	2 694	770	385	257	1 026	257	-	-	-	-	-
3	Монтаж на устье контролирующего оборудования доб (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	94	0,9	86	4	15	16	17	18	15	-	-	-	-
4	Монтаж на устье контролирующего оборудования наг (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	21	0,9	19	5	3	2	7	2	-	-	-	-	-
5	Установка устьевых подогревателей типа УН-0,2М3	ед.	72	20,7	1 489	62	310	331	269	352	165	-	-	-	-
6	Строительство дополнительных АГЗУ типа Спутник АМ40-14-400 с трехфазным измерением на 14 отводов, в том числе:														
6.1	Дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1	ед.	5	16,4	82	-	16	33	33	-	-	-	-	-	-
6.2	Устьевые подогреватели типа УН-0,2М3	ед.	5	20,7	103	-	21	41	41	-	-	-	-	-	-
7	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, Ду 100) от проектных скважин из бурения до ЗУ	км	60	48	2 849	100	550	483	665	741	311	-	-	-	-
8	Прокладка сточных трубопроводов (СПТ, Ду 150) от ЗУ до ГУ (основной + резервный)	км	1	48	24	-	5	10	10	-	-	-	-	-	-
9	Прокладка газопроводов (Ду 50) до УН-0,2	км	54,40	26,7	1 453	48	297	246	334	403	126	-	-	-	-
10	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	ед.	21	4,1	87	25	12	8,3	33	8	-	-	-	-	-
	ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, без инфляции	тыс. \$	-	-	23 684	1 838	4 251	4 171	5 505	4 780	3 138	-	-	-	-
	ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, с инфляцией	тыс. \$	-	-	24 995	1 838	4 336	4 340	5 842	5 174	3 464	-	-	-	-
III	ИНФРАСТРУКТУРА												-		
1	Временные здания и сооружения	ед.	1	247	247	21,5	40,8	42,9	58,0	47,2	36,5	-	-	-	-
2	Дополнительные затраты на производство СМР в зимнее время	ед.	1	61	61	5,3	10,1	10,7	14,4	11,7	9,1	-	-	-	-
3	Непредвиденные работы и затраты	ед.	1	146	146	12,7	24,1	25,4	34,3	27,9	21,6	-	-	-	-
IV	ВНЕШНИЕ КОММУНИКАЦИИ И ЗАТРАТЫ												-	-	-
1	Авторский надзор	ед.	1	15,0	15	1,3	2,5	2,6	3,5	2,9	2,2	-	-	-	-
2	Технический надзор	ед.	1	92,4	92	8,0	15,3	16,1	21,7	17,7	14	-	-	-	-
3	ПИР	ед.	1	307,8	308	26,8	50,9	53,5	72,3	58,9	46	-	-	-	-
4	Экспертиза	ед.	1	4,6	5	0,40	0,76	0,80	1,08	0,88	0,68	-	-	-	-
	ВСЕГО капитальных вложений, без НДС, без учета инфляции:				128 924	9 860	22 481	22 066	31 451	24 396	18 669	-	-	-	-
	ВСЕГО капитальных вложений, без НДС, с учетом инфляции:				136 145	9 860	22 931	22 958	33 376	26 407	20 612	-	-	-	-



Рисунок 4.3.3 – Структура капитальных вложений по рекомендуемому третьему варианту, %

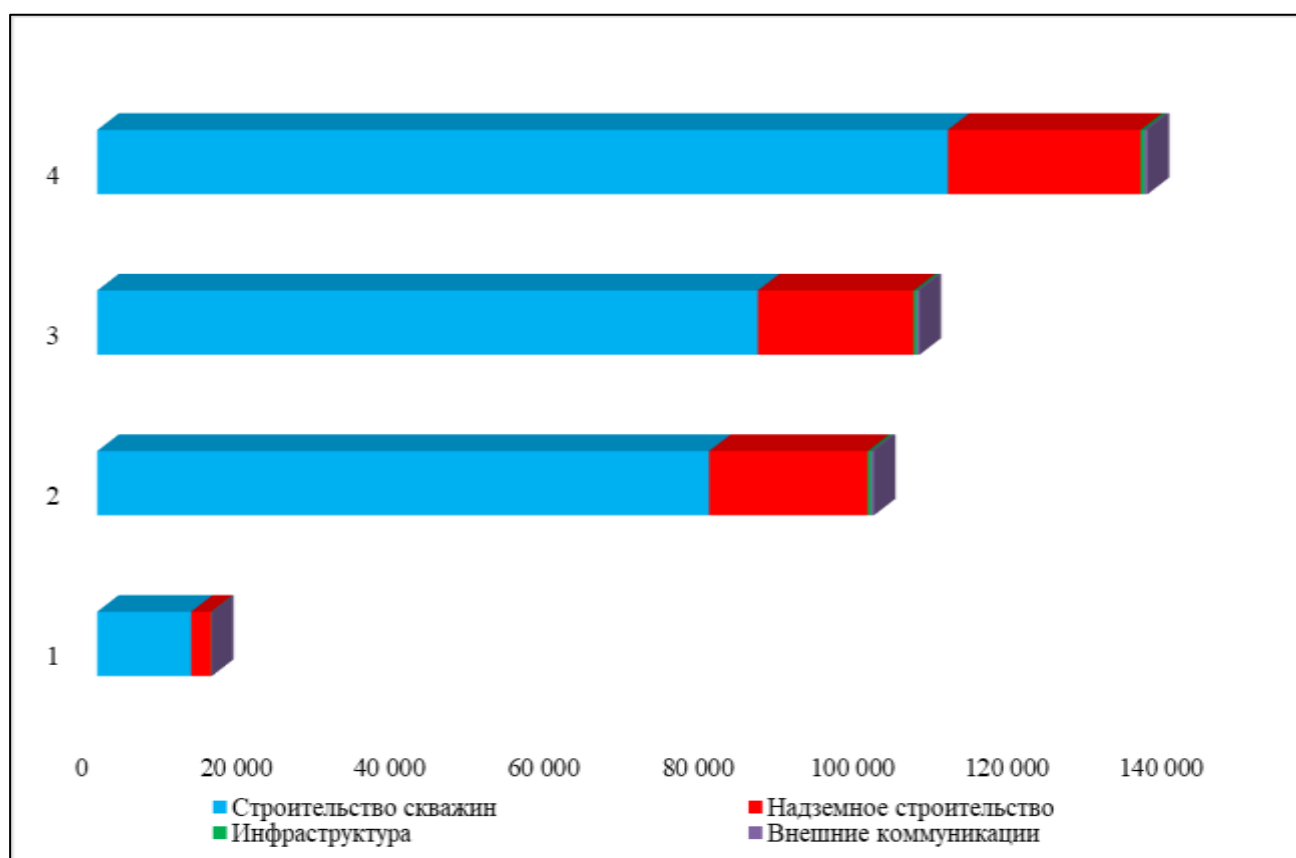


Рисунок 4.3.4 – Структура капитальных вложений по рекомендуемому третьему варианту, тыс. \$

4.3.4.2 Эксплуатационные затраты

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

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

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

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

В составе производственных затрат были учтены:

- условно-переменные затраты, зависящие от объема добычи жидкости;
- условно-переменные затраты, зависящие от объема добычи нефти;
- условно-постоянные затраты, зависящие от численности персонала;
- условно-постоянные затраты, зависящие от количества скважин;
- затраты на проведение различных видов ГТМ;
- затраты на оплату труда ППП;
- затраты на обучение персонала;
- амортизационные отчисления;
- расходы на НИОКР;
- налоги, сборы и платежи в бюджет.

Структура ОАР включает в себя следующие затраты:

- затраты на оплату труда АУП;
- услуги не производственного характера, выполненные сторонними организациями;
- материальные затраты;
- затраты на страхование основных фондов;
- затраты не производственного характера;
- затраты на обучение персонала;
- отчисления в резервный фонд;
- налоги, сборы и платежи в бюджет.

Также в структуре эксплуатационных затрат были учтены расходы по реализации готовой продукции, которые включают в себя следующие позиции:

- расходы по погрузке, транспортировке и хранению;
- рентный налог на экспорт нефти;
- экспортная таможенная пошлина на нефть.

Амортизационные расходы определялись как для целей налогообложения, так и для внесения в структуру эксплуатационных затрат. Капитальные вложения для расчета

амортизационных отчислений были приняты в соответствии с условиями каждого из рассматриваемых вариантов.

Амортизация основных фондов была рассчитана от балансовой стоимости материальных активов - физических активов с полезным сроком эксплуатации более одного года, используемых для получения дохода.

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

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

Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому третьему варианту представлен в таблицах 4.3.7 – 4.3.9.

Структура полной себестоимости и эксплуатационных затрат по рекомендуемому четвертому варианту и по альтернативным вариантам представлена на рисунках 4.3.5 – 4.3.6.

Таблица 4.3.7 - Производственные затраты по рекомендуемому варианту 3

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)	Ед. изм.	Итого за проектны й период	Итого за рентабел ьный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Условно-переменные затраты, всего, в том числе	тыс.\$	371 107	180 863	5 596	5 932	6 691	7 318	7 724	8 030	8 372	8 015	8 165	7 861	7 801	8 154	8 198	8 162	8 298	8 031
по жидкости	тыс.\$	371 107	180 863	5 596	5 932	6 691	7 318	7 724	8 030	8 372	8 015	8 165	7 861	7 801	8 154	8 198	8 162	8 298	8 031
Условно-постоянные затраты (от кол-ва персн.)	тыс.\$	229 203	85 581	2 667	2 938	3 232	3 472	3 683	3 783	3 845	3 813	3 792	3 797	3 757	3 715	3 759	3 773	3 723	3 590
Условно-постоянные затраты (от кол-ва скв.)	тыс.\$	1 526 113	569 831	17 760	19 565	21 517	23 120	24 522	25 187	25 601	25 388	25 248	25 282	25 018	24 733	25 027	25 119	24 788	23 903
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.\$	503 330	187 937	5 858	6 453	7 096	7 625	8 088	8 307	8 444	8 373	8 327	8 338	8 251	8 157	8 254	8 285	8 176	7 884
Затраты на страхование	тыс.\$	12 095	2 452	68,3	82,5	82,6	82,7	82,8	84,5	86,2	87,9	89,7	91,4	93,3	95,1	97,0	99,0	101,0	103,0
Затраты на обучение персонала и казахстанских специалистов	тыс.\$	3 167	1 182	36,9	40,6	44,6	48,0	50,9	52,3	53,1	52,7	52,4	52,5	51,9	51,3	51,9	52,1	51,4	49,6
Затраты на Гидроразрыв пласта (ГРП) - эксплуатационного характера	тыс.\$	19 515	19 515	2 909	2 225	1 816	1 852	1 889	1 767	1 802	1 337	852	869	709	543	369	188	192	196
Затраты на СКИН ГРП - эксплуатационного характера	тыс.\$	1 310	1 310	201	137	70	142	72	74	75	0	0	0	82	0	0	87	0	90
Затраты на Возврат на другой горизонт добывающих	тыс.\$	13 527	13 527	600	979	1 249	1 019	1 559	1 325	946	1 241	984	1 147	585	448	304	310	158	0
Затраты на Вывод из бездействия добывающих	тыс.\$	1 192	1 192	589	450	153	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Выбытие добывающих скважин	тыс.\$	281	281	72	74	19	77	39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Выбытие нагнетательных скважин	тыс.\$	114	114	36	0	19	19	39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на ПВР (дострел, перестрел)	тыс.\$	908	908	181	185	141	96	98	50	51	52	53	0	0	0	0	0	0	0
Другие производственные затраты на добычу нефти и газа (%)	тыс.\$	53 637	21 294	732	781	843	897	957	973	986	967	951	949	927	918	921	922	910	877
Итого прямые производственные затраты	тыс.\$	2 735 499	1 085 988	37 307	39 843	42 971	45 769	48 804	49 632	50 261	49 326	48 515	48 387	47 275	46 813	46 982	46 997	46 398	44 723
Амортизация включаемая в с/с продукции	тыс.\$	179 248	157 988	3 169	4 467	6 219	7 963	9 340	10 158	9 669	9 197	8 814	8 784	8 425	8 006	7 585	7 143	6 725	6 296
Налоговые платежи от ФОТ ОПП	тыс.\$	168 352	43 937	943	1 200	1 405	1 604	1 761	1 827	1 876	1 879	1 888	1 910	1 909	1 908	1 951	1 979	1 974	1 924
Налог на имущество	тыс.\$	34 134	31 131	1 245	1 539	1 817	2 056	2 208	2 224	2 071	1 925	1 786	1 654	1 522	1 396	1 276	1 162	1 055	954
Земельный налог	тыс.\$	1 021	202	6,3	6,4	6,5	6,7	6,8	7,0	7,1	7,2	7,4	7,5	7,7	7,8	8,0	8,1	8,3	8,5
Плата за эмиссию в окружающую среду	тыс.\$	32 812	27 331	960	1 074	1 236	1 353	1 419	1 464	1 422	1 380	1 350	1 372	1 343	1 301	1 258	1 208	1 160	1 108
Прочие налоги и фонды	тыс.\$	733	543	19,2	22,7	25,9	30,2	31,7	32,2	30,8	29,4	28,3	28,2	27,1	25,7	24,5	23,2	21,2	20,0
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс.\$	304 582	277 631	11 116	13 051	14 921	16 431	17 260	17 528	16 759	16 010	15 412	15 437	14 870	13 101	12 468	11 802	10 232	9 627
НДПИ на добычу газа	тыс.\$	22 984	390	12,3	12,9	12,8	13,0	13,6	13,7	14,2	14,3	14,4	14,0	14,0	14,3	14,8	15,3	15,7	15,4
Расходы на НИОКР в размере 1% от затрат на добычу	тыс.\$	28 148	11 789	451	451	582	614	637	634	578	502	493	485	483	472	468	469	469	463
ИТОГО ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАТРАТ	тыс.\$	3 507 513	1 636 930	55 229	61 667	69 196	75 840	81 482	83 520	82 688	80 271	78 307	78 078	75 877	73 045	72 033	70 806	68 058	65 139
Производственная себестоимость 1 тонны нефти	\$			161	165	172	174	181	185	188	188	191	193	201	210	214	219	161	165
Производственная себестоимость 1 барреля нефти	\$			22	23	24	24	25	26	26	26	26	27	28	29	30	30	22	23

Продолжение таблицы 4.3.7 - Производственные затраты по рекомендуемому варианту 3

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)	Ед. изм.	Итого за проектны й период	Итого за рентабел ьный период	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Условно-переменные затраты, всего, в том числе	тыс.\$	371 107	180 863	7 503	6 649	6 531	6 518	6 424	6 190	6 254	6 205	6 240	6 021	6 116	4 770	4 612	4 546	4 459	3 834
по жидкости	тыс.\$	371 107	180 863	7 503	6 649	6 531	6 518	6 424	6 190	6 254	6 205	6 240	6 021	6 116	4 770	4 612	4 546	4 459	3 834
Условно-постоянные затраты (от кол-ва персн.)	тыс.\$	229 203	85 581	3 548	3 204	3 183	3 161	3 083	3 019	3 024	3 028	2 994	2 995	2 916	2 631	2 601	2 611	2 598	2 344
Условно-постоянные затраты (от кол-ва скв.)	тыс.\$	1 526 113	569 831	23 623	21 332	21 195	21 044	20 526	20 099	20 135	20 165	19 933	19 943	19 417	17 515	17 316	17 382	17 301	15 605
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.\$	503 330	187 937	7 791	7 036	6 990	6 941	6 770	6 629	6 641	6 651	6 574	6 578	6 404	5 777	5 711	5 733	5 706	5 147
Затраты на страхование	тыс.\$	12 095	2 452	105,0	107,1	109,3	111,5	113,7	116,0	118,3	120,7	123,1	125,5	128,0	130,6	133,2	135,9	138,6	141,4
Затраты на обучение персонала и казахстанских специалистов	тыс.\$	3 167	1 182	49,0	44,3	44,0	43,7	42,6	41,7	41,8	41,8	41,4	41,4	40,3	36,3	35,9	36,1	35,9	32,4
Затраты на Гидроразрыв пласта (ГРП) - эксплуатационного характера	тыс.\$	19 515	19 515	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на СКИН ГРП - эксплуатационного характера	тыс.\$	1 310	1 310	92	94	96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Возврат на другой горизонт добывающих	тыс.\$	13 527	13 527	165	336	171	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Вывод из бездействия добывающих	тыс.\$	1 192	1 192	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Выбытие добывающих скважин	тыс.\$	281	281	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Выбытие нагнетательных скважин	тыс.\$	114	114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на ПВР (дострел, перестрел)	тыс.\$	908	908	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Другие производственные затраты на добычу нефти и газа (%)	тыс.\$	53 637	21 294	858	776	766	756	739	722	724	724	718	714	700	617	608	609	605	542
Итого прямые производственные затраты	тыс.\$	2 735 499	1 085 988	43 733	39 578	39 086	38 575	37 699	36 817	36 939	36 936	36 623	36 418	35 722	31 477	31 017	31 052	30 843	27 645
Амортизация включаемая в с/с продукции	тыс.\$	179 248	157 988	5 693	4 983	4 661	4 332	3 966	3 619	3 169	2 930	2 676	2 335	2 058	1 732	1 575	1 431	1 293	1 159
Налоговые платежи от ФОТ ОПП	тыс.\$	168 352	43 937	1 923	1 756	1 764	1 771	1 747	1 731	1 754	1 777	1 777	1 799	1 773	1 619	1 620	1 646	1 658	1 515
Налог на имущество	тыс.\$	34 134	31 131	859	774	699	629	564	505	451	403,0	359,0	318,9	283,9	253,0	227,0	203	182	163
Земельный налог	тыс.\$	1 021	202	8,6	9	9	9	9	10	10	10	10	10	11	11	11	11	11	12
Плата за эмиссию в окружающую среду	тыс.\$	32 812	27 331	1 022	912	870	825	770	717	640	604	563	500,82	450,17	386,53	358,42	332	306	280
Прочие налоги и фонды	тыс.\$	733	543	19,2	16	15	14	13	12	12	10,85	9,74	8,72	7,86	6,91	6,41	6	6	5
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс.\$	304 582	277 631	8 747	6 999	6 571	6 145	5 646	5 181	4 566	4 245	3 506	3 071	2 724	2 311	2 112	1 927	1 752	1 584
НДПИ на добычу газа	тыс.\$	22 984	390	16,2	15,4	16,0	16,6	17,4	18,2	20,4	21,8	23,1	25,9	27,9	26,8	28,4	30,8	33,3	30,2
Расходы на НИОКР в размере 1% от затрат на добычу	тыс.\$	28 148	11 789	447	437	395	390	385	377	368	369	369	366	364	357	314	310	310	308
ИТОГО ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАТРАТ	тыс.\$	3 507 513	1 636 930	62 467	55 478	54 087	52 708	50 818	48 986	47 928	47 306	45 915	44 854	43 421	38 180	37 268	36 949	36 395	32 700
Производственная себестоимость 1 тонны нефти	\$			232	235	246	257	271	286	320	341	363	407	447	466	500	547	596	596
Производственная себестоимость 1 барреля нефти	\$			32	33	34	36	38	40	44	47	50	56	62	64	69	76	82	82

Продолжение таблицы 4.3.7 - Производственные затраты по рекомендуемому варианту 3

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)	Ед. изм.	Итого за проектны й период	Итого за рентабел ьный период	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071
Условно-переменные затраты, всего, в том числе	тыс.\$	371 107	180 863	3 805	3 759	3 802	3 642	3 665	3 637	3 304	3 475	3 225	3 347	3 256	3 432	3 024	3 111	3 024	3 201
по жидкости	тыс.\$	371 107	180 863	3 805	3 759	3 802	3 642	3 665	3 637	3 304	3 475	3 225	3 347	3 256	3 432	3 024	3 111	3 024	3 201
Условно-постоянные затраты (от кол-ва персн.)	тыс.\$	229 203	85 581	2 301	2 347	2 301	2 347	2 322	2 343	2 239	2 284	2 330	2 376	2 424	2 472	2 522	2 572	2 624	2 676
Условно-постоянные затраты (от кол-ва скв.)	тыс.\$	1 526 113	569 831	15 322	15 628	15 322	15 628	15 458	15 603	14 910	15 208	15 512	15 822	16 139	16 461	16 791	17 126	17 469	17 818
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.\$	503 330	187 937	5 053	5 154	5 053	5 154	5 098	5 146	4 917	5 016	5 116	5 218	5 323	5 429	5 538	5 649	5 761	5 877
Затраты на страхование	тыс.\$	12 095	2 452	144,2	147,1	150,0	153,0	156,1	159,2	162,4	165,6	168,9	172,3	175,8	179,3	182,9	186,5	190,3	194,1
Затраты на обучение персонала и казахстанских специалистов	тыс.\$	3 167	1 182	31,8	32,4	31,8	32,4	32,1	32,4	30,9	31,6	32,2	32,8	33,5	34,2	34,8	35,5	36,2	37,0
Затраты на Гидроразрыв пласта (ГРП) - эксплуатационного характера	тыс.\$	19 515	19 515	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на СКИН ГРП - эксплуатационного характера	тыс.\$	1 310	1 310	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Возврат на другой горизонт добывающих	тыс.\$	13 527	13 527	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Вывод из бездействия добывающих	тыс.\$	1 192	1 192	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Выбытие добывающих скважин	тыс.\$	281	281	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Выбытие нагнетательных скважин	тыс.\$	114	114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на ПВР (дострел, перестрел)	тыс.\$	908	908	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Другие производственные затраты на добычу нефти и газа (%)	тыс.\$	53 637	21 294	533	541	533	539	535	538	511	524	528	539	547	560	562	574	582	596
Итого прямые производственные затраты	тыс.\$	2 735 499	1 085 988	27 191	27 610	27 194	27 496	27 265	27 459	26 075	26 703	26 912	27 508	27 897	28 569	28 654	29 254	29 686	30 399
Амортизация включаемая в с/с продукции	тыс.\$	179 248	157 988	1 060	954	872	783	705	633	515	452	381	324	274	223	200	185	170	162
Налоговые платежи от ФОТ ОПП	тыс.\$	168 352	43 937	1 506	1 555	1 544	1 595	1 598	1 634	1 582	1 635	1 690	1 747	1 806	1 867	1 930	1 996	2 064	2 134
Налог на имущество	тыс.\$	34 134	31 131	145	129	115	102	90	80	70	62	56	50	45	41	38	35	32	29
Земельный налог	тыс.\$	1 021	202	12	12	12	13	13	13	13	14	14	14	14	15	15	15	16	16
Плата за эмиссию в окружающую среду	тыс.\$	32 812	27 331	261	240	224	205	188	172	143	128	110	96	82	68	63	59	55	54
Прочие налоги и фонды	тыс.\$	733	543	5	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс.\$	304 582	277 631	1 451	1 320	1 217	976	884	797	573	506	428	369	312	256	236	157	146	140
НДПИ на добычу газа	тыс.\$	22 984	390	31,8	35,7	37,8	42,5	46,0	51,2	59,6	66	79	94	113	142	159	176	195	209
Расходы на НИОКР в размере 1% от затрат на добычу	тыс.\$	28 148	11 789	276	272	276	272	275	272	274	260	267	269	275	279	285	286	292	297
ИТОГО ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАТРАТ	тыс.\$	3 507 513	1 636 930	31 938	32 132	31 496	31 487	31 068	31 115	29 308	29 830	29 939	30 474	30 821	31 462	31 581	32 165	32 657	33 442
Производственная себестоимость 1 тонны нефти	\$			639	711	761	849	930	1 041	1 201	1 394	1 663	1 979	2 389	2 996	3 290	3 614	3 983	4 287
Производственная себестоимость 1 барреля нефти	\$			88	98	105	117	129	144	166	193	230	274	330	414	455	500	551	593

Продолжение таблицы 4.3.7 - Производственные затраты по рекомендуемому варианту 3

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)	Ед. изм.	Итого за проектны й период	Итого за рентабел ьный период	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087
Условно-переменные затраты, всего, в том числе	тыс.\$	371 107	180 863	3 290	3 328	3 435	3 444	3 546	3 475	3 709	3 700	3 827	3 896	3 942	3 921	4 056	4 047	4 121	4 167
по жидкости	тыс.\$	371 107	180 863	3 290	3 328	3 435	3 444	3 546	3 475	3 709	3 700	3 827	3 896	3 942	3 921	4 056	4 047	4 121	4 167
Условно-постоянные затраты (от кол-ва персн.)	тыс.\$	229 203	85 581	2 730	2 784	2 840	2 897	2 955	3 014	3 074	3 135	3 198	3 262	3 327	3 394	3 462	3 531	3 521	3 591
Условно-постоянные затраты (от кол-ва скв.)	тыс.\$	1 526 113	569 831	18 175	18 538	18 909	19 287	19 673	20 066	20 468	20 877	21 295	21 721	22 155	22 598	23 050	23 511	23 442	23 911
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.\$	503 330	187 937	5 994	6 114	6 236	6 361	6 488	6 618	6 751	6 886	7 023	7 164	7 307	7 453	7 602	7 754	7 732	7 886
Затраты на страхование	тыс.\$	12 095	2 452	198,0	201,9	205,9	210,1	214,3	218,6	222,9	227,4	231,9	236,6	241,3	246,1	251,0	256,1	261,2	266,4
Затраты на обучение персонала и казахстанских специалистов	тыс.\$	3 167	1 182	37,7	38,5	39,2	40,0	40,8	41,6	42,5	43,3	44,2	45,1	46,0	46,9	47,8	48,8	48,6	49,6
Затраты на Гидроразрыв пласта (ГРП) - эксплуатационного характера	тыс.\$	19 515	19 515	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на СКИН ГРП - эксплуатационного характера	тыс.\$	1 310	1 310	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Возврат на другой горизонт добывающих	тыс.\$	13 527	13 527	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Вывод из бездействия добывающих	тыс.\$	1 192	1 192	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Выбытие добывающих скважин	тыс.\$	281	281	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Выбытие нагнетательных скважин	тыс.\$	114	114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на ПВР (дострел, перестрел)	тыс.\$	908	908	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Другие производственные затраты на добычу нефти и газа (%)	тыс.\$	53 637	21 294	608	620	633	645	658	669	685	697	712	726	740	753	769	783	783	797
Итого прямые производственные затраты	тыс.\$	2 735 499	1 085 988	31 033	31 625	32 298	32 883	33 575	34 102	34 952	35 566	36 332	37 050	37 759	38 413	39 238	39 931	39 908	40 669
Амортизация включаемая в с/с продукции	тыс.\$	179 248	157 988	148	136	127	119	113	103	94	88	84	80	72	68	62	58	47	49
Налоговые платежи от ФОТ ОПП	тыс.\$	168 352	43 937	2 207	2 283	2 362	2 443	2 528	2 615	2 706	2 800	2 898	2 999	3 105	3 214	3 327	3 444	3 486	3 610
Налог на имущество	тыс.\$	34 134	31 131	27	25	22	21	19	17	16	14	13	12	10	9	8	7	6	6
Земельный налог	тыс.\$	1 021	202	16	17	17	17	18	18	18	19	19	19	20	20	21	21	21	22
Плата за эмиссию в окружающую среду	тыс.\$	32 812	27 331	50	47	45	43	41	39	36	34	33	32	30	29	27	26	21	22
Прочие налоги и фонды	тыс.\$	733	543	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс.\$	304 582	277 631	130	120	114	108	103	94	88	83	79	76	69	66	61	57	48	50
НДПИ на добычу газа	тыс.\$	22 984	390	233	258	283	308	331	368	416	452	484	518	586	631	706	768	950	930
Расходы на НИОКР в размере 1% от затрат на добычу	тыс.\$	28 148	11 789	304	310	316	323	328	335	341	349	355	363	370	377	384	392	399	399
ИТОГО ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАТРАТ	тыс.\$	3 507 513	1 636 930	34 151	34 823	35 587	36 267	37 058	37 695	38 668	39 408	40 300	41 153	42 024	42 830	43 837	44 708	44 890	45 760
Производственная себестоимость 1 тонны нефти	\$			4 743	5 276	5 740	6 253	6 738	7 539	8 406	9 165	9 829	10 552	12 007	12 979	14 612	15 967	19 517	19 067
Производственная себестоимость 1 барреля нефти	\$			656	730	794	865	932	1 043	1 163	1 268	1 360	1 459	1 661	1 795	2 021	2 208	2 699	2 637

Продолжение таблицы 4.3.7 - Производственные затраты по рекомендуемому варианту 3

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)	Ед. изм.	Итого за проектны й период	Итого за рентабел ьный период	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103
Условно-переменные затраты, всего, в том числе	тыс.\$	371 107	180 863	4 238	4 336	4 310	4 464	4 525	4 699	4 750	5 022	4 933	0	0	0	0	0	0	0
по жидкости	тыс.\$	371 107	180 863	4 238	4 336	4 310	4 464	4 525	4 699	4 750	5 022	4 933	0	0	0	0	0	0	0
Условно-постоянные затраты (от кол-ва персн.)	тыс.\$	229 203	85 581	3 663	3 736	3 811	3 887	3 965	4 044	4 125	4 208	4 292	0	0	0	0	0	0	0
Условно-постоянные затраты (от кол-ва скв.)	тыс.\$	1 526 113	569 831	24 389	24 877	25 375	25 882	26 400	26 928	27 466	28 016	28 576	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.\$	503 330	187 937	8 044	8 205	8 369	8 536	8 707	8 881	9 059	9 240	9 425	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на страхование	тыс.\$	12 095	2 452	271,7	277,2	282,7	288,4	294,1	300,0	306,0	312,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на обучение персонала и казахстанских специалистов	тыс.\$	3 167	1 182	50,6	51,6	52,6	53,7	54,8	55,9	57,0	58,1	59,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на Гидроразрыв пласта (ГРП) - эксплуатационного характера	тыс.\$	19 515	19 515	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на СКИН ГРП - эксплуатационного характера	тыс.\$	1 310	1 310	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Возврат на другой горизонт добывающих	тыс.\$	13 527	13 527	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Вывод из бездействия добывающих	тыс.\$	1 192	1 192	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Выбытие добывающих скважин	тыс.\$	281	281	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на Выбытие нагнетательных скважин	тыс.\$	114	114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на ПВР (дострел, перестрел)	тыс.\$	908	908	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Другие производственные затраты на добычу нефти и газа (%)	тыс.\$	53 637	21 294	813	830	844	862	879	898	915	937	946	0	0	0	0	0	0	0
Итого прямые производственные затраты	тыс.\$	2 735 499	1 085 988	41 469	42 312	43 043	43 974	44 825	45 806	46 678	47 793	48 230	0	0	0	0	0	0	0
Амортизация включаемая в с/с продукции	тыс.\$	179 248	157 988	47	43	41	39	37	37	35	29	27	0	0	0	0	0	0	0
Налоговые платежи от ФОТ ОПП	тыс.\$	168 352	43 937	3 738	3 871	4 009	4 152	4 301	4 455	4 615	4 781	4 954	0	0	0	0	0	0	0
Налог на имущество	тыс.\$	34 134	31 131	5	4	4	3	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Земельный налог	тыс.\$	1 021	202	22	23	23	24	24	25	25	26	26	0	0	0	0	0	0	0
Плата за эмиссию в окружающую среду	тыс.\$	32 812	27 331	22	20	20	19	19	19	18	16	15	0	0	0	0	0	0	0
Прочие налоги и фонды	тыс.\$	733	543	4	4	4	5	5	5	5	5	6	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс.\$	304 582	277 631	48	45	43	41	40	40	38	32	30	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на добычу газа	тыс.\$	22 984	390	989	1 103	1 178	1 265	1 359	1 391	1 499	1 846	2 002	0	0	0	0	0	0	0
Расходы на НИОКР в размере 1% от затрат на добычу	тыс.\$	28 148	11 789	406	414	423	430	439	448	458	466	477	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАТРАТ	тыс.\$	3 507 513	1 636 930	46 751	47 839	48 787	49 952	51 051	52 227	53 373	54 995	55 768	0	0	0	0	0	0	0
Производственная себестоимость 1 тонны нефти	\$			20 327	22 781	24 394	26 290	28 362	29 015	31 396	39 282	42 899	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Производственная себестоимость 1 барреля нефти	\$			2 811	3 151	3 374	3 636	3 923	4 013	4 342	5 433	5 933	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Таблица 4.3.8 – Общие и административные расходы по рекомендуемому варианту 3

ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Административные расходы	тыс.\$	176 993	69 912	2 150	2 417	2 706	2 946	3 138	3 225	3 239	3 188	3 148	3 150	3 106	3 063	3 079	3 073	3 022	2 913
Затраты на оплату труда АУП	тыс.\$	95 297	35 583	1 109	1 222	1 344	1 444	1 531	1 573	1 599	1 585	1 577	1 579	1 562	1 544	1 563	1 569	1 548	1 493
Амортизация нематериальных активов	тыс.\$	369,8	369,8	7,7	22,5	38,5	53,9	66,3	66,3	51,4	35,5	20,1	7,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.\$	21 056	6 035	123	164	195	226	250	258	264	264	264	267	266	264	270	273	271	263
Услуги не производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.\$	7 381	4 783	163,6	182,4	207,9	226,8	238,5	245,8	241,0	234,9	230,5	233,6	229,2	223,0	217,7	211,2	204,2	195,4
Материальные затраты (материалы, топливо, эл.энергия, вода, проч. материалы не произв. харак.)	тыс.\$	1 604	599	18,7	20,6	22,6	24,3	25,8	26,5	26,9	26,7	26,5	26,6	26,3	26,0	26,3	26,4	26,1	25,1
Затраты на страхование основных фондов	тыс.\$	1 116	220	6,9	7,0	7,2	7,3	7,4	7,6	7,7	7,9	8,1	8,2	8,4	8,6	8,7	8,9	9,1	9,3
Затраты не производственного характера	тыс.\$	39 968	14 923	465	512	564	605	642	660	670	665	661	662	655	648	655	658	649	626
Постоянные расходы (Социальные нужды+прочие общепроиз. расходы)	тыс.\$	7 825	6 512	229	255	294	322	338	349	339	329	321	327	320	310	300	288	276	264
Обучение казахстанских специалистов	тыс.\$	2 376	887	27,65	30,46	33,50	36,00	38,18	39,21	39,86	39,53	39,31	39,36	38,95	38,51	38,97	39,11	38,59	37,22
Общехозяйственные расходы	тыс.\$	70 625	70 590	11 213	12 536	14 436	15 807	16 592	0,228	0,238	0,243	0,248	0,255	0,259	0,263	0,273	0,282	0,286	0,283
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.\$	70 584	70 584	11 213	12 536	14 436	15 806	16 592	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата в фонд экологии	тыс.\$	41,9	6,2	0,098	0,134	0,163	0,192	0,216	0,228	0,238	0,243	0,248	0,255	0,259	0,263	0,273	0,282	0,286	0,283
ИТОГО ЗАТРАТЫ НА ОАР	тыс.\$	247 619	140 502	13 363	14 953	17 143	18 753	19 730	3 225	3 239	3 188	3 148	3 150	3 106	3 063	3 079	3 073	3 023	2 913

Продолжение таблицы 4.3.8 – Общие и административные расходы по рекомендуемому варианту 3

ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Административные расходы	тыс.\$	176 993	69 912	2 854	2 576	2 548	2 518	2 445	2 383	2 360	2 352	2 314	2 294	2 222	2 001	1 971	1 971	1 954	1 768
Затраты на оплату труда АУП	тыс.\$	95 297	35 583	1 475	1 332	1 323	1 314	1 282	1 255	1 257	1 259	1 245	1 245	1 213	1 094	1 081	1 085	1 080	974
Амортизация нематериальных активов	тыс.\$	369,8	369,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.\$	21 056	6 035	262	239	239	239	235	232	234	237	236	238	234	213	212	215	216	196
Услуги не производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.\$	7 381	4 783	183,3	164,1	158,2	151,8	143,5	135,5	125,3	120,4	114,4	106,1	98,3	86,1	81,9	78	75	68
Материальные затраты (материалы, топливо, эл.энергия, вода, проч. материалы не произв. харак.)	тыс.\$	1 604	599	24,8	22,4	22,3	22,1	21,6	21,1	21,2	21,2	20,9	21,0	20,4	18,4	18,2	18,3	18,2	16,4
Затраты на страхование основных фондов	тыс.\$	1 116	220	9,4	9,6	9,8	10,0	10,2	10,4	10,6	10,9	11,1	11,3	11,5	11,7	12,0	12,2	12,5	12,7
Затраты не производственного характера	тыс.\$	39 968	14 923	619	559	555	551	538	526	527	528	522	522	509	459	453	455	453	409
Постоянные расходы (Социальные нужды+прочие общепроиз. расходы)	тыс.\$	7 825	6 512	244	218	207	197	183	171	153	144	134	119	107	92	86	79	73	67
Обучение казахстанских специалистов	тыс.\$	2 376	887	36,78	33,21	33,00	32,76	31,96	31,29	31,35	31,39	31,03	31,05	30,23	27,27	26,96	27,06	26,94	24,30
Общехозяйственные расходы	тыс.\$	70 625	70 590	0,288	0,267	0,273	0,279	0,279	0,281	0,290	0,298	0,303	0,312	0,313	0,290	0,295	0,305	0,313	0,290
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.\$	70 584	70 584	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата в фонд экологии	тыс.\$	41,9	6,2	0,288	0,267	0,273	0,279	0,279	0,281	0,290	0,298	0,303	0,312	0,313	0,290	0,295	0,305	0,313	0,290
ИТОГО ЗАТРАТЫ НА ОАР	тыс.\$	247 619	140 502	2 854	2 577	2 548	2 518	2 445	2 383	2 360	2 352	2 315	2 295	2 223	2 001	1 972	1 971	1 955	1 768

Продолжение таблицы 4.3.8 – Общие и административные расходы по рекомендуемому варианту 3

ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071
Административные расходы	тыс.\$	176 993	69 912	1 733	1 759	1 723	1 751	1 728	1 740	1 658	1 686	1 714	1 745	1 776	1 808	1 844	1 882	1 920	1 961
Затраты на оплату труда АУП	тыс.\$	95 297	35 583	957	976	957	976	965	974	931	950	969	988	1 008	1 028	1 048	1 069	1 091	1 113
Амортизация нематериальных активов	тыс.\$	369,8	369,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.\$	21 056	6 035	195	200	198	204	204	208	200	206	213	219	226	233	240	247	255	262
Услуги не производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.\$	7 381	4 783	65	63	60	58	55	54	48	47	45	44	42	41	41	41	41	42
Материальные затраты (материалы, топливо, эл.энергия, вода, проч. материалы не произв. харак.)	тыс.\$	1 604	599	16,1	16,4	16,1	16,4	16,2	16,4	15,7	16,0	16,3	16,6	17,0	17,3	17,6	18,0	18,4	18,7
Затраты на страхование основных фондов	тыс.\$	1 116	220	13,0	13,2	13,5	13,8	14,0	14,3	14,6	14,9	15,2	15,5	15,8	16,1	16,4	16,8	17,1	17,5
Затраты не производственного характера	тыс.\$	39 968	14 923	401	409	401	409	405	409	390	398	406	414	423	431	440	449	458	467
Постоянные расходы (Социальные нужды+прочие общепроиз. расходы)	тыс.\$	7 825	6 512	62	57	54	49	45	41	34	31	26	23	20	16	15	14	13	13
Обучение казахстанских специалистов	тыс.\$	2 376	887	23,85	24,33	23,85	24,33	24,07	24,29	23,21	23,68	24,15	24,63	25,13	25,63	26,14	26,66	27,20	27,74
Общехозяйственные расходы	тыс.\$	70 625	70 590	0,293	0,308	0,311	0,326	0,332	0,346	0,340	0,357	0,376	0,395	0,415	0,436	0,458	0,482	0,506	0,533
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.\$	70 584	70 584	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата в фонд экологии	тыс.\$	41,9	6,2	0,293	0,308	0,311	0,326	0,332	0,346	0,340	0,357	0,376	0,395	0,415	0,436	0,458	0,482	0,506	0,533
ИТОГО ЗАТРАТЫ НА ОАР	тыс.\$	247 619	140 502	1 733	1 760	1 723	1 751	1 729	1 740	1 658	1 687	1 715	1 745	1 776	1 809	1 845	1 882	1 921	1 961

Продолжение таблицы 4.3.8 – Общие и административные расходы по рекомендуемому варианту 3

ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087
Административные расходы	тыс.\$	176 993	69 912	2 001	2 043	2 085	2 129	2 174	2 220	2 267	2 315	2 364	2 415	2 467	2 520	2 574	2 629	2 626	2 683
Затраты на оплату труда АУП	тыс.\$	95 297	35 583	1 135	1 158	1 181	1 204	1 228	1 253	1 278	1 304	1 330	1 356	1 383	1 411	1 439	1 468	1 464	1 493
Амортизация нематериальных активов	тыс.\$	369,8	369,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.\$	21 056	6 035	271	279	288	297	306	316	326	336	347	358	369	381	393	406	410	423
Услуги не производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.\$	7 381	4 783	42	42	43	43	44	44	45	45	46	47	47	48	48	49	48	50
Материальные затраты (материалы, топливо, эл.энергия, вода, проч. материалы не произв. харак.)	тыс.\$	1 604	599	19,1	19,5	19,9	20,3	20,7	21,1	21,5	21,9	22,4	22,8	23,3	23,7	24,2	24,7	24,6	25,1
Затраты на страхование основных фондов	тыс.\$	1 116	220	17,8	18,2	18,5	18,9	19,3	19,7	20,0	20,4	20,9	21,3	21,7	22,1	22,6	23,0	23,5	24,0
Затраты не производственного характера	тыс.\$	39 968	14 923	476	486	495	505	515	526	536	547	558	569	580	592	604	616	614	626
Постоянные расходы (Социальные нужды+прочие общепроиз. расходы)	тыс.\$	7 825	6 512	12	11	11	10	10	9	9	8	8	8	7	7	6	6	5	6
Обучение казахстанских специалистов	тыс.\$	2 376	887	28,30	28,86	29,44	30,03	30,63	31,24	31,87	32,50	33,15	33,82	34,49	35,18	35,89	36,60	36,50	37,23
Общехозяйственные расходы	тыс.\$	70 625	70 590	0,560	0,589	0,619	0,652	0,686	0,721	0,759	0,799	0,840	0,885	0,931	0,980	1,032	1,086	1,118	1,178
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.\$	70 584	70 584	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата в фонд экологии	тыс.\$	41,9	6,2	0,560	0,589	0,619	0,652	0,686	0,721	0,759	0,799	0,840	0,885	0,931	0,980	1,032	1,086	1,118	1,178
ИТОГО ЗАТРАТЫ НА ОАР	тыс.\$	247 619	140 502	2 002	2 043	2 086	2 130	2 175	2 221	2 267	2 316	2 365	2 416	2 468	2 521	2 575	2 630	2 627	2 685

Продолжение таблицы 4.3.8 – Общие и административные расходы по рекомендуемому варианту 3

ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103
Административные расходы	тыс.\$	176 993	69 912	2 742	2 802	2 863	2 926	2 990	3 057	3 124	3 192	3 263	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на оплату труда АУП	тыс.\$	95 297	35 583	1 523	1 553	1 585	1 616	1 649	1 681	1 715	1 749	1 784	0	0	0	0	0	0	0
Амортизация нематериальных активов	тыс.\$	369,8	369,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.\$	21 056	6 035	437	451	466	481	497	513	530	548	566	0	0	0	0	0	0	0
Услуги не производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.\$	7 381	4 783	50	51	52	53	54	55	56	57	58	0	0	0	0	0	0	0
Материальные затраты (материалы, топливо, эл.энергия, вода, проч. материалы не произв. харак.)	тыс.\$	1 604	599	25,6	26,1	26,7	27,2	27,7	28,3	28,9	29,4	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на страхование основных фондов	тыс.\$	1 116	220	24,4	24,9	25,4	25,9	26,5	27,0	27,5	28,1	28,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты не производственного характера	тыс.\$	39 968	14 923	639	652	665	678	691	705	719	734	748	0	0	0	0	0	0	0
Постоянные расходы (Социальные нужды+прочие общепроиз. расходы)	тыс.\$	7 825	6 512	5	5	5	5	5	5	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0
Обучение казахстанских специалистов	тыс.\$	2 376	887	37,97	38,73	39,51	40,30	41,10	41,92	42,76	43,62	44,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общехозяйственные расходы	тыс.\$	70 625	70 590	1,240	1,306	1,376	1,450	1,527	1,609	1,696	1,787	1,884	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.\$	70 584	70 584	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата в фонд экологии	тыс.\$	41,9	6,2	1,240	1,306	1,376	1,450	1,527	1,609	1,696	1,787	1,884	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ИТОГО ЗАТРАТЫ НА ОАР	тыс.\$	247 619	140 502	2 743	2 803	2 865	2 927	2 992	3 058	3 126	3 194	3 265	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 4.3.9 – Расходы по реализации готовой продукции по рекомендуемому варианту 3

РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАНИЯ УСЛУГ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.\$	455 226	378 752	12 190	14 824	17 581	19 043	19 689	20 312	19 728	19 143	18 717	19 040	18 626	18 053	17 445	16 766	16 098	15 377
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс.\$	351 981	298 521	9 749	11 441	12 976	16 225	16 935	17 128	16 310	15 516	14 873	14 833	14 226	14 363	13 607	12 821	12 069	11 302
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.\$	382 979	318 909	11 348	13 105	14 650	15 804	16 495	17 017	16 528	16 038	15 681	15 952	15 605	15 125	14 616	14 047	13 487	12 883
ИТОГО РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ	тыс.\$	1 190 186	996 183	33 287	39 370	45 207	51 072	53 120	54 457	52 565	50 698	49 270	49 826	48 456	47 541	45 668	43 634	41 655	39 561
Полная себестоимость 1 тонны нефти	\$/тонна	544	343	294	305	307	316	326	295	303	309	314	316	320	327	337	348	355	362

Продолжение таблицы 4.3.9 – Расходы по реализации готовой продукции по рекомендуемому варианту 3

РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАНИЯ УСЛУГ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.\$	455 226	378 752	14 182	12 670	12 074	11 460	10 685	9 950	8 897	8 391	7 811	6 941	6 245	5 373	4 980	4 609	4 249	3 894
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс.\$	351 981	298 521	11 422	10 004	9 346	8 697	7 950	7 258	7 032	6 502	5 935	5 170	4 560	4 030	3 661	3 322	3 003	2 821
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.\$	382 979	318 909	11 882	10 615	10 116	9 601	8 952	8 336	7 454	7 030	6 544	5 815	5 232	4 502	4 172	3 861	3 560	3 262
ИТОГО РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ	тыс.\$	1 190 186	996 183	37 486	33 290	31 536	29 758	27 587	25 544	23 383	21 922	20 290	17 926	16 036	13 905	12 813	11 792	10 811	9 977
Полная себестоимость 1 тонны нефти	\$/тонна	544	343	382	388	400	415	432	450	491	516	542	591	635	660	699	750	805	810

Продолжение таблицы 4.3.9 – Расходы по реализации готовой продукции по рекомендуемому варианту 3

РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАНИЯ УСЛУГ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.\$	455 226	378 752	3 617	3 336	3 116	2 848	2 616	2 388	1 988	1 778	1 526	1 332	1 138	945	881	833	783	760
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс.\$	351 981	298 521	2 569	2 322	2 127	2 072	1 865	1 670	1 363	1 243	1 045	894	778	633	579	537	531	505
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.\$	382 979	318 909	3 031	2 795	2 611	2 386	2 191	2 001	1 666	1 490	1 278	1 116	953	791	738	698	656	636
ИТОГО РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ	тыс.\$	1 190 186	996 183	9 217	8 453	7 854	7 307	6 672	6 059	5 016	4 511	3 850	3 342	2 869	2 369	2 198	2 068	1 970	1 901
Полная себестоимость 1 тонны нефти	\$/тонна	544	343	858	937	992	1 093	1 182	1 301	1 475	1 684	1 972	2 309	2 749	3 394	3 711	4 058	4 457	4 783

Продолжение таблицы 4.3.9 – Расходы по реализации готовой продукции по рекомендуемому варианту 3

РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАНИЯ УСЛУГ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.\$	455 226	378 752	715	669	641	611	591	548	515	491	477	463	424	408	378	360	301	321
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс.\$	351 981	298 521	466	472	443	415	393	357	329	307	293	279	250	236	214	200	164	172
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.\$	382 979	318 909	599	560	537	512	495	459	431	411	400	388	355	341	317	301	253	269
ИТОГО РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ	тыс.\$	1 190 186	996 183	1 781	1 701	1 621	1 538	1 480	1 365	1 274	1 209	1 170	1 130	1 029	985	909	861	718	761
Полная себестоимость 1 тонны нефти	\$/тонна	544	343	5 269	5 843	6 338	6 885	7 402	8 256	9 176	9 984	10 692	11 461	13 006	14 041	15 773	17 214	20 972	20 502

Продолжение таблицы 4.3.9 – Расходы по реализации готовой продукции по рекомендуемому варианту 3

РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАНИЯ УСЛУГ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.\$	455 226	378 752	314	292	284	275	266	271	261	219	208	0	0	0	0	0	0	0
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс.\$	351 981	298 521	164	150	143	136	129	129	122	100	93	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.\$	382 979	318 909	263	245	238	230	223	227	219	184	174	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ	тыс.\$	1 190 186	996 183	741	687	664	641	617	627	601	503	475	0	0	0	0	0	0	0
Полная себестоимость 1 тонны нефти	\$/тонна	544	343	21 841	24 443	26 158	28 169	30 367	31 062	33 588	41 923	45 775	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

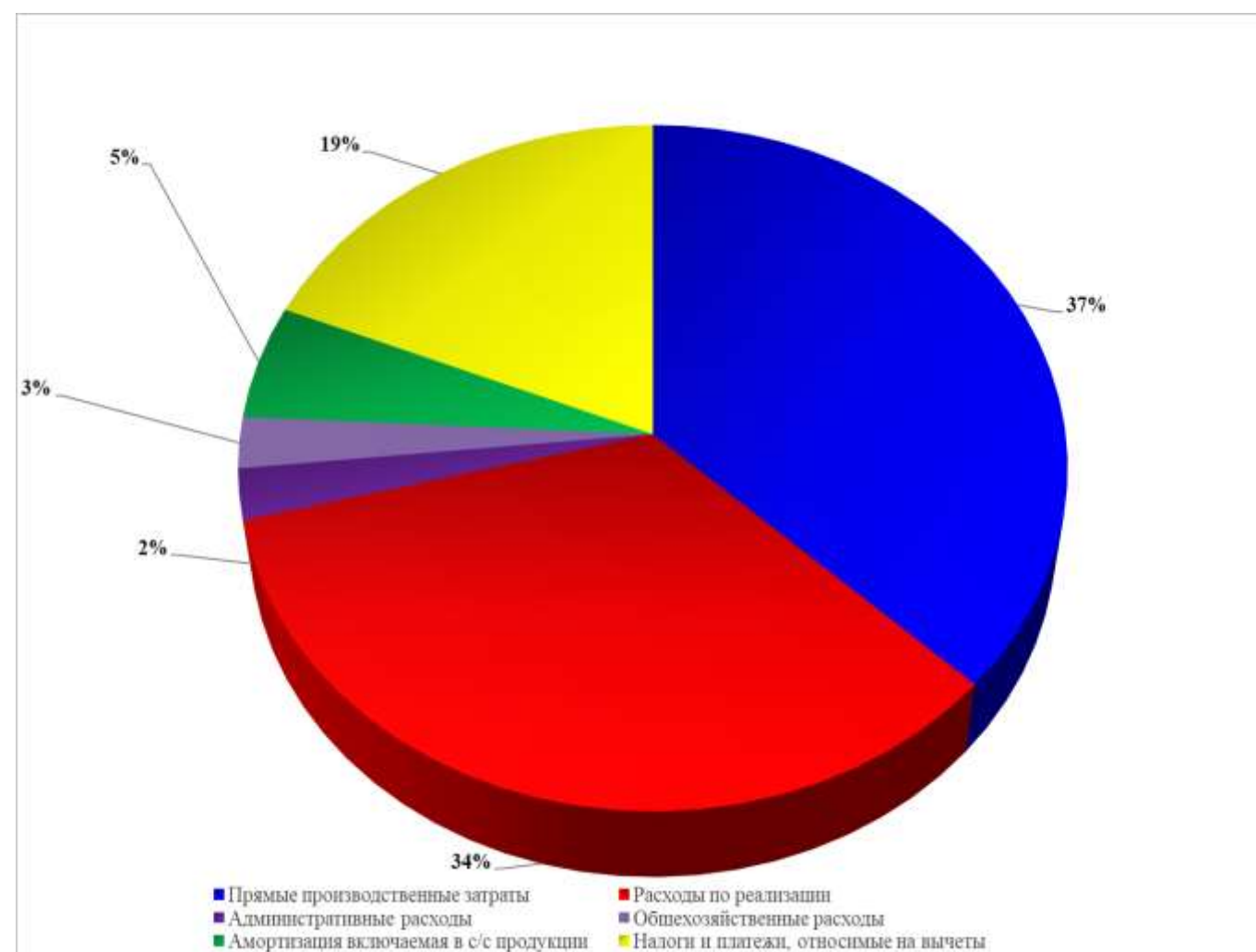


Рисунок 4.3.5 – Структура полной себестоимости по рекомендуемому третьему варианту, %

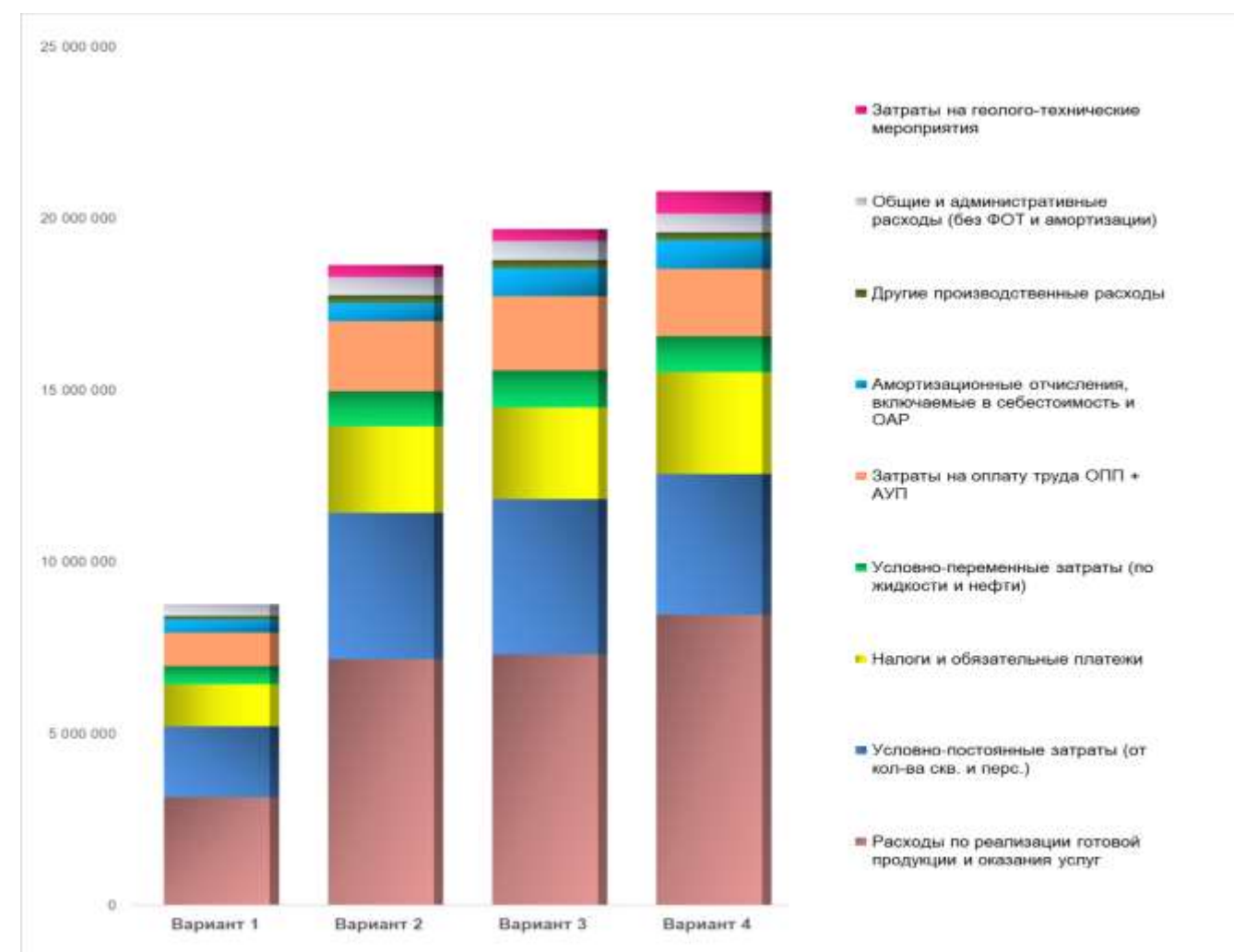


Рисунок 4.3.4.6 – Структура эксплуатационных затрат по вариантам, тыс.\$

4.3.5 Бюджетная эффективность

Налоговое законодательство Республики Казахстан основывается на Конституции, состоит из Налогового кодекса и иных нормативных правовых актов, принятие которых предусмотрено Налоговым Кодексом.

Анализ бюджетной эффективности инвестиционного проекта показывает влияние результатов осуществляемого проекта на доходы бюджета Республики Казахстан. В качестве основного показателя доходов государства от реализуемого проекта принимается бюджетный эффект, который выражается в увеличении бюджетных доходов или снижении бюджетных расходов в результате реализации проекта.

Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности, является Налоговый Кодекс РК. Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет. Величина нормативов определена в соответствии с Налоговым кодексом РК, действующим на момент составления отчета.

Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств, включающих в себя налоги, отчисления и платежи в бюджет.

Результаты расчета бюджетной эффективности по рекомендуемому третьему варианту представлены в таблице 4.3.10, а также на рисунке 4.3.7 отображена структура бюджетной эффективности по рассматриваемым вариантам.

Таблица 4.3.10 - Расчет бюджетной эффективности по рекомендуемому варианту 3

Составляющие	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабел ьный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ																			
НДС (с выручки)	тыс.\$	170 178	141 429	4 643	5 158	6 176	6 925	7 408	7 642	7 422	7 202	7 041	7 163	7 007	6 791	6 563	6 307	6 055	5 784
Налоговые платежи от ФОТ ППП	тыс.\$	327 354	84 759	2 055	2 438	2 780	3 097	3 362	3 490	3 584	3 592	3 611	3 655	3 656	3 654	3 738	3 794	3 787	3 693
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.\$	39 140	12 787	333	396	450	500	540	557	568	565	564	566	562	558	566	570	565	546
Налог на имущество	тыс.\$	34 134	31 131	1 245	1 539	1 817	2 056	2 208	2 224	2 071	1 925	1 786	1 654	1 522	1 396	1 276	1 162	1 055	954
Прочие налоги	тыс.\$	34 566	28 076	985	1 103	1 268	1 390	1 458	1 503	1 460	1 417	1 385	1 408	1 377	1 335	1 290	1 239	1 190	1 136
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс.\$	351 981	298 521	9 749	11 441	12 976	16 225	16 935	17 128	16 310	15 516	14 873	14 833	14 226	14 363	13 607	12 821	12 069	11 302
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.\$	382 979	318 909	11 348	13 105	14 650	15 804	16 495	17 017	16 528	16 038	15 681	15 952	15 605	15 125	14 616	14 047	13 487	12 883
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс.\$	304 582	277 631	11 116	13 051	14 921	16 431	17 260	17 528	16 759	16 010	15 412	15 437	14 870	13 101	12 468	11 802	10 232	9 627
НДПИ на добычу газа	тыс.\$	22 984	390	12,33	12,88	12,8	13,0	13,6	13,7	14,2	14,3	14,4	14,0	14,0	14,3	14,8	15,3	15,7	15,4
Корпоративный подоходный налог	тыс.\$	85 236	85 236	0	0	0	792	1 207	5 240	5 157	5 331	5 550	6 316	6 505	6 413	6 044	5 604	5 468	5 287
Налог на сверхприбыль	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.\$	1 412 777	996 012	32 201	37 927	42 699	49 384	52 072	57 059	55 028	53 207	51 834	52 672	51 329	49 167	47 058	44 748	41 812	39 659
Поступления Гос-ву НДС от подрядчиков	тыс.\$	324 334	151 769	6 177	8 161	8 640	8 794	8 541	7 664	6 447	6 320	6 222	6 250	6 118	6 051	6 036	6 004	5 912	5 705
Возврат НДС Государством	тыс.\$	154 155	10 341	1 534	3 003	2 464	1 869	1 133	23	-975	-882	-819	-914	-889	-740	-526	-302	-143	-79
Недисконтированные поступления Государству	тыс.\$	1 582 956	1 137 440	36 844	43 085	48 875	56 309	59 480	64 700	62 450	60 409	58 875	59 835	58 336	55 958	53 621	51 055	47 867	45 443
Дисконтированные поступления Государству	тыс.\$																		
при ставке 8,14% дисконта	тыс.\$	586 498	566 183	36 844	39 842	41 794	44 527	43 494	43 750	39 050	34 930	31 481	29 585	26 673	23 660	20 965	18 459	16 004	14 050
при ставке 11,5% дисконта	тыс.\$	463 895	456 314	36 844	38 641	39 313	40 621	38 483	37 543	32 500	28 195	24 645	22 464	19 642	16 898	14 522	12 401	10 428	8 879
при ставке 14,34% дисконта	тыс.\$	393 276	389 758	36 844	37 681	37 384	37 669	34 800	33 107	27 948	23 643	20 153	17 913	15 274	12 814	10 739	8 943	7 333	6 088

Продолжение таблицы 4.3.10 - Расчет бюджетной эффективности по рекомендуемому варианту 3

Составляющие	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабел ьный период	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ																			
НДС (с выручки)	тыс.\$	170 178	141 429	5 334	4 765	4 541	4 309	4 017	3 741	3 345	3 154	2 937	2 609	2 348	2 020	1 872	1 733	1 597	1 464
Налоговые платежи от ФОТ ППП	тыс.\$	327 354	84 759	3 692	3 372	3 390	3 405	3 361	3 330	3 377	3 423	3 425	3 469	3 419	3 123	3 127	3 178	3 204	2 927
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.\$	39 140	12 787	542	491	490	488	478	470	473	476	472	474	464	420	417	421	421	381
Налог на имущество	тыс.\$	34 134	31 131	859	774	699	629	564	505	451	403,0	359,0	318,9	283,9	253,0	227,0	203	182	163
Прочие налоги	тыс.\$	34 566	28 076	1 049	937	895	849	793	739	662	625	582	520	469	404	376	349	323	297
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс.\$	351 981	298 521	11 422	10 004	9 346	8 697	7 950	7 258	7 032	6 502	5 935	5 170	4 560	4 030	3 661	3 322	3 003	2 821
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.\$	382 979	318 909	11 882	10 615	10 116	9 601	8 952	8 336	7 454	7 030	6 544	5 815	5 232	4 502	4 172	3 861	3 560	3 262
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс.\$	304 582	277 631	8 747	6 999	6 571	6 145	5 646	5 181	4 566	4 244,6	3 505,6	3 070,9	2 723,9	2 310,9	2 111,7	1 927	1 752	1 584
НДПИ на добычу газа	тыс.\$	22 984	390	16,2	15,4	16,0	16,6	17,4	18,2	20,4	21,8	23,1	25,9	27,9	26,8	28,4	30,8	33,3	30,2
Корпоративный подоходный налог	тыс.\$	85 236	85 236	4 186	3 842	3 464	3 047	2 530	2 038	839	378	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.\$	1 412 777	996 012	37 061	32 285	30 446	28 569	26 274	24 135	21 528	19 948	17 909	16 254	14 831	13 050	12 248	11 561	10 881	10 001
Поступления Гос-ву НДС от подрядчиков	тыс.\$	324 334	151 769	5 519	5 001	4 907	4 814	4 675	4 535	4 471	4 436	4 366	4 275	4 157	3 647	3 564	3 537	3 487	3 137
Возврат НДС Государством	тыс.\$	154 155	10 341	185	236	366	505	658	794	1 127	1 282	1 430	1 665	1 810	1 627	1 692	1 805	1 890	1 673
Недисконтированные поступления Государству	тыс.\$	1 582 956	1 137 440	42 395	37 050	34 986	32 878	30 292	27 876	24 873	23 102	20 846	18 864	17 179	15 070	14 120	13 294	12 478	11 465
Дисконтированные поступления Государству	тыс.\$																		
при ставке 8,14% дисконта	тыс.\$	586 498	566 183	12 121	9 795	8 554	7 433	6 333	5 389	4 447	3 819	3 187	2 667	2 246	1 822	1 578	1 374	1 193	1 013
при ставке 11,5% дисконта	тыс.\$	463 895	456 314	7 429	5 823	4 931	4 156	3 434	2 834	2 268	1 889	1 529	1 241	1 014	797	670	566	476	393
при ставке 14,34% дисконта	тыс.\$	393 276	389 758	4 968	3 797	3 136	2 577	2 077	1 671	1 304	1 059	836	662	527	404	331	273	224	180

Продолжение таблицы 4.3.10 - Расчет бюджетной эффективности по рекомендуемому варианту 3

Составляющие	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабел ьный период	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ																			
НДС (с выручки)	тыс.\$	170 178	141 429	1 360	1 254	1 172	1 071	983	898	747	669	574	501	428	355	331	313	294	286
Налоговые платежи от ФОТ ППП	тыс.\$	327 354	84 759	2 912	3 009	2 989	3 089	3 096	3 167	3 067	3 171	3 279	3 390	3 506	3 626	3 751	3 880	4 013	4 152
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.\$	39 140	12 787	376	385	380	389	387	393	377	387	396	407	417	428	439	450	462	474
Налог на имущество	тыс.\$	34 134	31 131	145	129	115	102	90	80	70	62	56	50	45	41	38	35	32	29
Прочие налоги	тыс.\$	34 566	28 076	278	256	240	221	205	189	159	145	126	112	99	86	80	77	73	72
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс.\$	351 981	298 521	2 569	2 322	2 127	2 072	1 865	1 670	1 363	1 243	1 045	894	778	633	579	537	531	505
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.\$	382 979	318 909	3 031	2 795	2 611	2 386	2 191	2 001	1 666	1 490	1 278	1 116	953	791	738	698	656	636
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс.\$	304 582	277 631	1 451	1 320	1 217	976	884	797	573	506	428	369	312	256	236	157	146	140
НДПИ на добычу газа	тыс.\$	22 984	390	31,8	35,7	37,8	42,5	46,0	51,2	59,6	66,1	79,0	94,5	113,5	142,2	159,0	175,8	194,7	209,1
Корпоративный подоходный налог	тыс.\$	85 236	85 236	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.\$	1 412 777	996 012	9 434	8 999	8 545	8 207	7 781	7 448	6 587	6 401	6 115	5 932	5 796	5 648	5 687	5 695	5 813	5 932
Поступления Гос-ву НДС от подрядчиков	тыс.\$	324 334	151 769	3 066	3 083	3 027	3 030	2 989	2 988	2 812	2 856	2 849	2 892	2 911	2 963	2 957	3 013	3 049	3 120
Возврат НДС Государством	тыс.\$	154 155	10 341	1 706	1 829	1 856	1 959	2 006	2 090	2 064	2 188	2 275	2 392	2 483	2 607	2 625	2 699	2 754	2 835
Недисконтированные поступления Государству	тыс.\$	1 582 956	1 137 440	10 793	10 253	9 716	9 278	8 764	8 346	7 334	7 069	6 688	6 433	6 224	6 003	6 018	6 008	6 108	6 218
Дисконтированные поступления Государству	тыс.\$																		
при ставке 8,14% дисконта	тыс.\$	586 498	566 183	882	775	679	600	524	461	375	334	292	260	233	207	192	178	167	157
при ставке 11,5% дисконта	тыс.\$	463 895	456 314	331	282	240	206	174	149	117	101	86	74	64	56	50	45	41	37
при ставке 14,34% дисконта	тыс.\$	393 276	389 758	148	123	102	85	70	59	45	38	31	26	22	19	17	14	13	11

Продолжение таблицы 4.3.10 - Расчет бюджетной эффективности по рекомендуемому варианту 3

Составляющие	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабел ьный период	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ																			
НДС (с выручки)	тыс.\$	170 178	141 429	269	251	241	230	222	206	193	184	179	174	159	153	142	135	113	121
Налоговые платежи от ФОТ ППП	тыс.\$	327 354	84 759	4 296	4 445	4 600	4 760	4 927	5 099	5 279	5 464	5 657	5 857	6 065	6 280	6 503	6 735	6 819	7 063
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.\$	39 140	12 787	486	499	512	525	539	553	568	583	599	615	632	649	666	684	687	706
Налог на имущество	тыс.\$	34 134	31 131	27	25	22	21	19	17	16	14	13	12	10	9	8	7	6	6
Прочие налоги	тыс.\$	34 566	28 076	69	66	64	63	62	59	57	56	55	55	53	52	51	50	46	48
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс.\$	351 981	298 521	466	472	443	415	393	357	329	307	293	279	250	236	214	200	164	172
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.\$	382 979	318 909	599	560	537	512	495	459	431	411	400	388	355	341	317	301	253	269
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс.\$	304 582	277 631	130	120	114	108	103	94	88	83	79	76	69	66	61	57	48	50
НДПИ на добычу газа	тыс.\$	22 984	390	232,9	257,9	283,3	307,7	330,7	368	416	452	484	518	586	631	706	768	950	930
Корпоративный подоходный налог	тыс.\$	85 236	85 236	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.\$	1 412 777	996 012	6 037	6 193	6 335	6 481	6 646	6 803	6 989	7 186	7 401	7 626	7 860	8 111	8 384	8 668	8 860	9 123
Поступления Гос-ву НДС от подрядчиков	тыс.\$	324 334	151 769	3 181	3 235	3 301	3 356	3 424	3 470	3 555	3 613	3 689	3 760	3 827	3 888	3 969	4 035	4 030	4 107
Возврат НДС Государством	тыс.\$	154 155	10 341	2 912	2 984	3 060	3 126	3 202	3 264	3 362	3 428	3 510	3 586	3 667	3 735	3 827	3 900	3 917	3 986
Недисконтированные поступления Государству	тыс.\$	1 582 956	1 137 440	6 306	6 445	6 576	6 711	6 869	7 009	7 183	7 371	7 580	7 800	8 020	8 264	8 526	8 804	8 973	9 244
Дисконтированные поступления Государству	тыс.\$																		
при ставке 8,14% дисконта	тыс.\$	586 498	566 183	147	139	131	124	117	111	105	100	95	90	86	82	78	74	70	67
при ставке 11,5% дисконта	тыс.\$	463 895	456 314	34	31	28	26	24	22	20	19	17	16	15	13	12	12	11	10
при ставке 14,34% дисконта	тыс.\$	393 276	389 758	10	9	8	7	6	6	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2

Продолжение таблицы 4.3.10 - Расчет бюджетной эффективности по рекомендуемому варианту 3

Составляющие	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабел ьный период	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ																			
НДС (с выручки)	тыс.\$	170 178	141 429	118	110	107	103	100	102	98	82	78	0	0	0	0	0	0	0
Налоговые платежи от ФОТ ППП	тыс.\$	327 354	84 759	7 316	7 579	7 852	8 135	8 429	8 735	9 051	9 380	9 722	0	0	0	0	0	0	0
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.\$	39 140	12 787	726	746	766	788	809	832	856	880	904	0	0	0	0	0	0	0
Налог на имущество	тыс.\$	34 134	31 131	5	4	4	3	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие налоги	тыс.\$	34 566	28 076	48	47	47	47	48	49	49	47	47	0	0	0	0	0	0	0
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс.\$	351 981	298 521	164	150	143	136	129	129	122	100	93	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.\$	382 979	318 909	263	245	238	230	223	227	219	184	174	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс.\$	304 582	277 631	48	45	43	41	40	40	38	32	30	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на добычу газа	тыс.\$	22 984	390	989	1 103	1 178	1 265	1 359	1 391	1 499	1 846	2 002	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.\$	85 236	85 236	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.\$	1 412 777	996 012	9 442	9 809	10 164	10 542	10 939	11 302	11 736	12 387	12 894	0	0	0	0	0	0	0
Поступления Гос-ву НДС от подрядчиков	тыс.\$	324 334	151 769	4 186	4 268	4 338	4 432	4 516	4 616	4 702	4 813	4 845	0	0	0	0	0	0	0
Возврат НДС Государством	тыс.\$	154 155	10 341	4 068	4 158	4 232	4 329	4 416	4 514	4 604	4 730	4 767	0	0	0	0	0	0	0
Недисконтированные поступления Государству	тыс.\$	1 582 956	1 137 440	9 560	9 919	10 271	10 646	11 039	11 404	11 834	12 469	12 972	0	0	0	0	0	0	0
Дисконтированные поступления Государству	тыс.\$																		
при ставке 8,14% дисконта	тыс.\$	586 498	566 183	64	61	59	56	54	52	49	48	46	0	0	0	0	0	0	0
при ставке 11,5% дисконта	тыс.\$	463 895	456 314	9	8	8	7	7	6	6	5	5	0	0	0	0	0	0	0
при ставке 14,34% дисконта	тыс.\$	393 276	389 758	2	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0

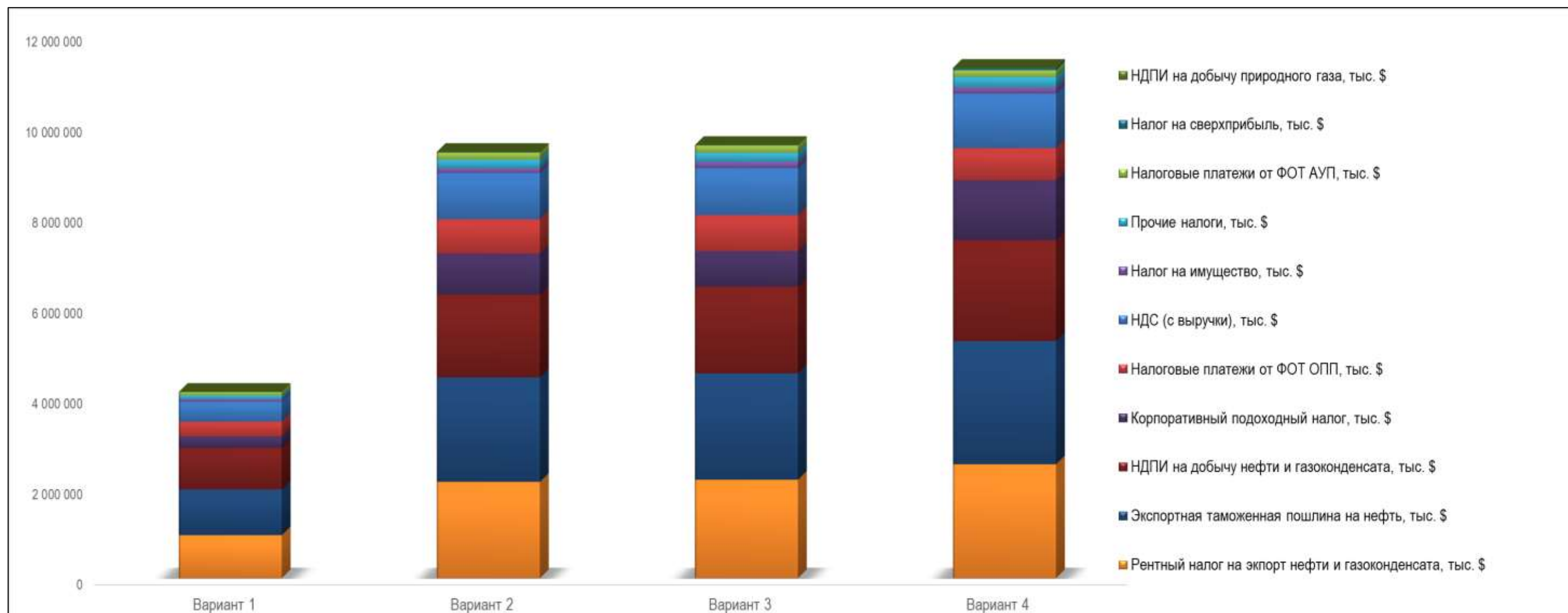


Рисунок 4.3.7 – Структура бюджетной эффективности по рассматриваемым вариантам, тыс. \$

4.3.6 Экономическая эффективность проекта

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

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

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

- денежные потоки;
- дисконтированные денежные потоки (NPV);
- внутренняя норма доходности (IRR);
- 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.

Внутренняя норма доходности (IRR), известная также как внутренняя ставка доходности, является ставкой дисконтирования, при которой чистая приведенная стоимость

(NPV) проекта равна нулю. Другими словами, стоимость всех ожидаемых денежных потоков проекта равна величине первоначальных инвестиций. Необходимо отметить, что в основе метода определения IRR лежит методика дисконтированных денежных потоков.

В соответствии с общепризнанной мировой практикой, внутренняя норма доходности (IRR) данного проекта определена от денежного потока. Проект является эффективным в случае, если IRR составляет больше уровня ставки дисконтирования.

Индекс доходности (Profitability Index, PI) является показателем инвестиционного проекта, который используется для оценки его эффективности. Следует отметить, что этот показатель не имеет размерности и определяется коэффициентом. С экономической точки зрения он показывает приведенную стоимость, которая будет получена в результате реализации проекта, в расчете на 1 у.е. первоначальных инвестиций.

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

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

Показатели оценки доходов и расходов, а также результаты экономической эффективности по рекомендуемому четвертому варианту представлены в таб. 4.3.11 – 4.3.12. Динамика изменения потоков денежной наличности представлена на рисунках 4.3.8. и 4.3.9.

Таблица 4.3.11 – Оценка доходов и расходов по рекомендуемому варианту 3

Составляющие	Ед. изм	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Доходы (убытки)																			
Производственный доход	тыс.\$	3 867 462	3 216 768	107 071	124 701	144 147	159 118	167 574	172 875	167 904	162 929	159 295	162 052	158 521	153 646	148 470	142 688	137 004	130 860
Расходы на реализованную продукцию	тыс.\$	4 945 318	2 773 614	101 879	115 990	131 546	145 664	154 331	141 202	138 493	134 156	130 725	131 054	127 439	123 649	120 781	117 513	112 735	107 614
Операционный доход	тыс.\$	-1 077 856	443 154	5 192	8 711	12 601	13 453	13 243	31 673	29 411	28 772	28 570	30 998	31 082	29 997	27 690	25 175	24 269	23 247
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.\$	179 617	158 358	3 177	4 490	6 257	8 017	9 406	10 224	9 721	9 232	8 834	8 791	8 425	8 006	7 585	7 143	6 725	6 296
Балансовая прибыль	тыс.\$	-1 077 856	443 154	5 192	8 711	12 601	13 453	13 243	31 673	29 411	28 772	28 570	30 998	31 082	29 997	27 690	25 175	24 269	23 247
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.\$	179 615	175 442	12 371	13 932	15 297	16 336	16 616	15 697	13 349	11 352	9 654	8 211	6 983	5 940	5 052	4 297	3 655	3 109
Налогооблагаемый доход до уплаты налогов	тыс.\$	426 178	426 178	0	0	0	3 962	6 033	26 200	25 783	26 653	27 749	31 578	32 524	32 063	30 222	28 021	27 339	26 434
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.\$	426 178	426 178	0	0	0	3 962	6 033	26 200	25 783	26 653	27 749	31 578	32 524	32 063	30 222	28 021	27 339	26 434
Корпоративный подоходный налог	тыс.\$	85 236	85 236	0	0	0	792	1 207	5 240	5 157	5 331	5 550	6 316	6 505	6 413	6 044	5 604	5 468	5 287
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.\$	-1 163 091	357 918	5 192	8 711	12 601	12 661	12 037	26 433	24 254	23 442	23 020	24 682	24 577	23 584	21 645	19 571	18 801	17 960
Налог на сверхприбыль	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.\$	-1 163 091	357 918	5 192	8 711	12 601	12 661	12 037	26 433	24 254	23 442	23 020	24 682	24 577	23 584	21 645	19 571	18 801	17 960

Продолжение таблицы 4.3.11 – Оценка доходов и расходов по рекомендуемому варианту 3

Составляющие	Ед. изм	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Доходы (убытки)																			
Производственный доход	тыс.\$	3 867 462	3 216 768	120 691	107 822	102 745	97 515	90 919	84 663	75 700	71 393	66 464	59 057	53 132	45 720	42 369	39 214	36 152	33 133
Расходы на реализованную продукцию	тыс.\$	4 945 318	2 773 614	102 807	91 344	88 171	84 984	80 850	76 914	73 671	71 581	68 520	65 075	61 680	54 086	52 053	50 712	49 161	44 446
Операционный доход	тыс.\$	-1 077 856	443 154	17 884	16 478	14 574	12 531	10 069	7 749	2 028	-187	-2 056	-6 017	-8 548	-8 366	-9 684	-11 498	-13 009	-11 312
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.\$	179 617	158 358	5 693	4 983	4 661	4 332	3 966	3 619	3 169	2 930	2 676	2 335	2 058	1 732	1 575	1 431	1 293	1 159
Балансовая прибыль	тыс.\$	-1 077 856	443 154	17 884	16 478	14 574	12 531	10 069	7 749	2 028	-187	-2 056	-6 017	-8 548	-8 366	-9 684	-11 498	-13 009	-11 312
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.\$	179 615	175 442	2 645	2 250	1 915	1 629	1 386	1 179	1 004	854	727	619	527	448	382	325	277	236
Налогооблагаемый доход до уплаты налогов	тыс.\$	426 178	426 178	20 931	19 210	17 320	15 234	12 649	10 189	4 194	1 889	0	0	0	0	0	0	0	0
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.\$	426 178	426 178	20 931	19 210	17 320	15 234	12 649	10 189	4 194	1 889	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.\$	85 236	85 236	4 186	3 842	3 464	3 047	2 530	2 038	839	378	0	0	0	0	0	0	0	0
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.\$	-1 163 091	357 918	13 698	12 636	11 110	9 484	7 539	5 712	1 190	-565	-2 056	-6 017	-8 548	-8 366	-9 684	-11 498	-13 009	-11 312
Налог на сверхприбыль	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.\$	-1 163 091	357 918	13 698	12 636	11 110	9 484	7 539	5 712	1 190	-565	-2 056	-6 017	-8 548	-8 366	-9 684	-11 498	-13 009	-11 312

Продолжение таблицы 4.3.11 – Оценка доходов и расходов по рекомендуемому варианту 3

Составляющие	Ед. изм	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071
Доходы (убытки)																			
Производственный доход	тыс.\$	3 867 462	3 216 768	30 780	28 381	26 515	24 236	22 256	20 322	16 916	15 132	12 983	11 330	9 680	8 037	7 495	7 087	6 661	6 462
Расходы на реализованную продукцию	тыс.\$	4 945 318	2 773 614	42 888	42 344	41 074	40 545	39 469	38 914	35 982	36 028	35 503	35 561	35 466	35 640	35 624	36 115	36 548	37 304
Операционный доход	тыс.\$	-1 077 856	443 154	-12 109	-13 962	-14 558	-16 308	-17 213	-18 592	-19 067	-20 895	-22 520	-24 231	-25 786	-27 603	-28 129	-29 027	-29 888	-30 842
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.\$	179 617	158 358	1 060	954	872	783	705	633	515	452	381	324	274	223	200	185	170	162
Балансовая прибыль	тыс.\$	-1 077 856	443 154	-12 109	-13 962	-14 558	-16 308	-17 213	-18 592	-19 067	-20 895	-22 520	-24 231	-25 786	-27 603	-28 129	-29 027	-29 888	-30 842
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.\$	179 615	175 442	201	171	146	124	106	90	77	65	56	48	41	35	30	25	22	18
Налогооблагаемый доход до уплаты налогов	тыс.\$	426 178	426 178	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.\$	426 178	426 178	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.\$	85 236	85 236	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.\$	-1 163 091	357 918	-12 109	-13 962	-14 558	-16 308	-17 213	-18 592	-19 067	-20 895	-22 520	-24 231	-25 786	-27 603	-28 129	-29 027	-29 888	-30 842
Налог на сверхприбыль	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.\$	-1 163 091	357 918	-12 109	-13 962	-14 558	-16 308	-17 213	-18 592	-19 067	-20 895	-22 520	-24 231	-25 786	-27 603	-28 129	-29 027	-29 888	-30 842

Продолжение таблицы 4.3.11 – Оценка доходов и расходов по рекомендуемому варианту 3

Составляющие	Ед. изм	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087
Доходы (убытки)																			
Производственный доход	тыс.\$	3 867 462	3 216 768	6 085	5 689	5 451	5 201	5 031	4 665	4 378	4 174	4 060	3 939	3 606	3 467	3 215	3 061	2 565	2 730
Расходы на реализованную продукцию	тыс.\$	4 945 318	2 773 614	37 933	38 567	39 293	39 935	40 713	41 280	42 210	42 932	43 835	44 699	45 521	46 336	47 320	48 200	48 235	49 206
Операционный доход	тыс.\$	-1 077 856	443 154	-31 849	-32 878	-33 842	-34 733	-35 682	-36 615	-37 832	-38 758	-39 776	-40 760	-41 915	-42 868	-44 105	-45 139	-45 670	-46 476
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.\$	179 617	158 358	148	136	127	119	113	103	94	88	84	80	72	68	62	58	47	49
Балансовая прибыль	тыс.\$	-1 077 856	443 154	-31 849	-32 878	-33 842	-34 733	-35 682	-36 615	-37 832	-38 758	-39 776	-40 760	-41 915	-42 868	-44 105	-45 139	-45 670	-46 476
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.\$	179 615	175 442	16	13	11	10	8	7	6	5	4	4	3	3	2	2	2	2
Налогооблагаемый доход до уплаты налогов	тыс.\$	426 178	426 178	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.\$	426 178	426 178	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.\$	85 236	85 236	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.\$	-1 163 091	357 918	-31 849	-32 878	-33 842	-34 733	-35 682	-36 615	-37 832	-38 758	-39 776	-40 760	-41 915	-42 868	-44 105	-45 139	-45 670	-46 476
Налог на сверхприбыль	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.\$	-1 163 091	357 918	-31 849	-32 878	-33 842	-34 733	-35 682	-36 615	-37 832	-38 758	-39 776	-40 760	-41 915	-42 868	-44 105	-45 139	-45 670	-46 476

Продолжение таблицы 4.3.11 – Оценка доходов и расходов по рекомендуемому варианту 3

Составляющие	Ед. изм	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103
Доходы (убытки)																			
Производственный доход	тыс.\$	3 867 462	3 216 768	2 668	2 485	2 414	2 339	2 260	2 306	2 221	1 866	1 767	0	0	0	0	0	0	0
Расходы на реализованную продукцию	тыс.\$	4 945 318	2 773 614	50 235	51 329	52 316	53 520	54 660	55 912	57 100	58 692	59 508	0	0	0	0	0	0	0
Операционный доход	тыс.\$	-1 077 856	443 154	-47 567	-48 844	-49 902	-51 181	-52 400	-53 607	-54 879	-56 826	-57 741	0	0	0	0	0	0	0
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.\$	179 617	158 358	47	43	41	39	37	37	35	29	27	0	0	0	0	0	0	0
Балансовая прибыль	тыс.\$	-1 077 856	443 154	-47 567	-48 844	-49 902	-51 181	-52 400	-53 607	-54 879	-56 826	-57 741	0	0	0	0	0	0	0
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.\$	179 615	175 442	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налогооблагаемый доход до уплаты налогов	тыс.\$	426 178	426 178	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.\$	426 178	426 178	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.\$	85 236	85 236	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.\$	-1 163 091	357 918	-47 567	-48 844	-49 902	-51 181	-52 400	-53 607	-54 879	-56 826	-57 741	0	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.\$	-1 163 091	357 918	-47 567	-48 844	-49 902	-51 181	-52 400	-53 607	-54 879	-56 826	-57 741	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 4.3.12 – Показатели экономической эффективности по рекомендуемому варианту 3

Составляющие	Ед. изм	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.\$	3 867 462	3 216 768	107 071	124 701	144 147	159 118	167 574	172 875	167 904	162 929	159 295	162 052	158 521	153 646	148 470	142 688	137 004	130 860
Итого приток средств	тыс.\$	3 867 462	3 216 768	107 071	124 701	144 147	159 118	167 574	172 875	167 904	162 929	159 295	162 052	158 521	153 646	148 470	142 688	137 004	130 860
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.\$	4 765 701	2 615 256	98 702	111 500	125 289	137 647	144 925	130 977	128 772	124 924	121 892	122 263	119 014	115 643	113 196	110 370	106 010	101 317
прямые затраты	тыс.\$	2 604 645	1 056 954	36 646	39 057	42 179	44 889	47 840	48 603	49 131	48 115	47 285	47 127	46 012	45 539	45 662	45 651	45 055	43 418
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.\$	1 497 720	1 052 205	36 844	43 085	48 875	55 517	58 273	59 460	57 294	55 078	53 326	53 519	51 832	49 545	47 576	45 451	42 399	40 156
расходы периода	тыс.\$	663 336	506 097	25 212	29 359	34 235	37 241	38 812	22 914	22 348	21 731	21 281	21 617	21 170	20 559	19 958	19 269	18 556	17 743
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.\$	106 585	106 585	9 652	22 826	23 089	22 276	18 245	10 497	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.\$	85 611	85 611	7 801	18 447	18 460	18 001	14 669	8 233	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.\$	20 974	20 974	1 851	4 379	4 629	4 275	3 577	2 263	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.\$	85 236	85 236	0	0	0	792	1 207	5 240	5 157	5 331	5 550	6 316	6 505	6 413	6 044	5 604	5 468	5 287
Налог на сверхприбыль	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.\$	4 957 521	2 807 077	108 355	134 326	148 378	160 715	164 377	146 714	133 929	130 254	127 442	128 579	125 518	122 056	119 241	115 974	111 478	106 604
Поток денежной наличности	тыс.\$	-1 090 059	409 691	-1 284	-9 625	-4 231	-1 598	3 197	26 161	33 975	32 674	31 854	33 473	33 003	31 590	29 230	26 714	25 526	24 256
Чистая приведенная стоимость:																			
при ставке дисконта в 8,14%	тыс.\$	135 205	166 905	-1 284	-8 901	-3 618	-1 263	2 338	17 690	21 244	18 893	17 032	16 551	15 090	13 357	11 429	9 659	8 534	7 499
при ставке дисконта в 11,5%	тыс.\$	110 997	119 992	-1 284	-8 632	-3 403	-1 152	2 069	15 180	17 681	15 251	13 334	12 567	11 112	9 540	7 916	6 489	5 561	4 739
при ставке дисконта в 14,34%	тыс.\$	88 557	92 020	-1 284	-8 418	-3 236	-1 069	1 871	13 386	15 204	12 789	10 904	10 021	8 641	7 234	5 854	4 679	3 910	3 250
Накопленный поток денежной наличности																			
при ставке дисконта в 0%	тыс.\$	-1 090 059	409 691	-1 284	-10 909	-15 140	-16 737	-13 540	12 621	46 596	79 271	111 124	144 597	177 600	209 190	238 420	265 134	290 660	314 917
при ставке дисконта в 8,14%	тыс.\$	135 205	166 905	-1 284	-10 184	-13 802	-15 066	-12 727	4 962	26 207	45 100	62 132	78 683	93 772	107 129	118 558	128 216	136 751	144 250
при ставке дисконта в 11,5%	тыс.\$	110 997	119 992	-1 284	-9 916	-13 319	-14 472	-12 403	2 777	20 458	35 709	49 043	61 610	72 722	82 261	90 178	96 667	102 227	106 967
при ставке дисконта в 14,34%	тыс.\$	88 557	92 020	-1 284	-9 702	-12 938	-14 007	-12 136	1 250	16 455	29 243	40 147	50 168	58 809	66 043	71 897	76 576	80 487	83 736
Окупаемость при ставке дисконта в 0%	лет	30,52	5,52	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
при ставке дисконта в 8,14%	лет	5,72	5,72	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
при ставке дисконта в 11,5%	лет	5,82	5,82	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
при ставке дисконта в 14,34%	лет	5,91	5,91	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблицы 4.3.12 – Показатели экономической эффективности по рекомендуемому варианту 3

Составляющие	Ед. изм	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.\$	3 867 462	3 216 768	120 691	107 822	102 745	97 515	90 919	84 663	75 700	71 393	66 464	59 057	53 132	45 720	42 369	39 214	36 152	33 133
Итого приток средств	тыс.\$	3 867 462	3 216 768	120 691	107 822	102 745	97 515	90 919	84 663	75 700	71 393	66 464	59 057	53 132	45 720	42 369	39 214	36 152	33 133
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.\$	4 765 701	2 615 256	97 114	86 362	83 510	80 652	76 884	73 295	70 502	68 650	65 844	62 739	59 622	52 354	50 478	49 281	47 868	43 286
прямые затраты	тыс.\$	2 604 645	1 056 954	42 411	38 398	37 856	37 331	36 470	35 594	35 684	35 659	35 345	35 115	34 440	30 329	29 824	29 829	29 607	26 540
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.\$	1 497 720	1 052 205	38 209	33 208	31 522	29 831	27 762	25 838	24 034	22 724	20 846	18 864	17 179	15 070	14 120	13 294	12 478	11 465
расходы периода	тыс.\$	663 336	506 097	16 494	14 756	14 132	13 489	12 652	11 863	10 784	10 267	9 654	8 761	8 003	6 954	6 534	6 159	5 783	5 281
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.\$	106 585	106 585	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.\$	85 611	85 611	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.\$	20 974	20 974	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.\$	85 236	85 236	4 186	3 842	3 464	3 047	2 530	2 038	839	378	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.\$	4 957 521	2 807 077	101 301	90 204	86 974	83 698	79 414	75 333	71 341	69 028	65 844	62 739	59 622	52 354	50 478	49 281	47 868	43 286
Поток денежной наличности	тыс.\$	-1 090 059	409 691	19 390	17 619	15 771	13 816	11 505	9 331	4 359	2 365	619	-3 682	-6 490	-6 634	-8 109	-10 067	-11 716	-10 153
Чистая приведенная стоимость:																			
при ставке дисконта в 8,14%	тыс.\$	135 205	166 905	5 544	4 658	3 856	3 124	2 405	1 804	779	391	95	-520	-848,4	-802	-906	-1 041	-1 120	-897
при ставке дисконта в 11,5%	тыс.\$	110 997	119 992	3 398	2 769	2 223	1 747	1 304	949	397	193	45	-242	-382,9	-351	-385	-428	-447	-348
при ставке дисконта в 14,34%	тыс.\$	88 557	92 020	2 272	1 806	1 413	1 083	789	559	229	108	25	-129	-199,1	-178	-190	-207	-210	-159
Накопленный поток денежной наличности																			
при ставке дисконта в 0%	тыс.\$	-1 090 059	409 691	334 307	351 925	367 696	381 512	393 018	402 348	406 707	409 072	409 691	406 009	399 519	392 886	384 777	374 709	362 993	352 841
при ставке дисконта в 8,14%	тыс.\$	135 205	166 905	149 794	154 452	158 308	161 431	163 837	165 640	166 420	166 811	166 905	166 385	165 536	164 734	163 828	162 787	161 667	160 770
при ставке дисконта в 11,5%	тыс.\$	110 997	119 992	110 364	113 133	115 356	117 102	118 407	119 356	119 753	119 946	119 992	119 750	119 367	119 016	118 631	118 202	117 755	117 408
при ставке дисконта в 14,34%	тыс.\$	88 557	92 020	86 008	87 814	89 227	90 310	91 099	91 658	91 887	91 995	92 020	91 891	91 692	91 514	91 324	91 117	90 907	90 747
Окупаемость при ставке дисконта в 0%	лет	30,52	5,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
при ставке дисконта в 8,14%	лет	5,72	5,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
при ставке дисконта в 11,5%	лет	5,82	5,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
при ставке дисконта в 14,34%	лет	5,91	5,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблицы 4.3.12 – Показатели экономической эффективности по рекомендуемому варианту3

Составляющие	Ед. изм	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.\$	3 867 462	3 216 768	30 780	28 381	26 515	24 236	22 256	20 322	16 916	15 132	12 983	11 330	9 680	8 037	7 495	7 087	6 661	6 462
Итого приток средств	тыс.\$	3 867 462	3 216 768	30 780	28 381	26 515	24 236	22 256	20 322	16 916	15 132	12 983	11 330	9 680	8 037	7 495	7 087	6 661	6 462
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.\$	4 765 701	2 615 256	41 829	41 390	40 201	39 762	38 764	38 281	35 468	35 575	35 122	35 237	35 192	35 416	35 424	35 930	36 379	37 142
прямые затраты	тыс.\$	2 604 645	1 056 954	26 061	26 428	26 025	26 274	26 042	26 199	24 865	25 428	25 590	26 134	26 472	27 088	27 118	27 656	28 029	28 678
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.\$	1 497 720	1 052 205	10 793	10 253	9 716	9 278	8 764	8 346	7 334	7 069	6 688	6 433	6 224	6 003	6 018	6 008	6 108	6 218
расходы периода	тыс.\$	663 336	506 097	4 974	4 710	4 460	4 210	3 958	3 736	3 269	3 078	2 844	2 670	2 497	2 325	2 287	2 265	2 242	2 247
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.\$	106 585	106 585	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.\$	85 611	85 611	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.\$	20 974	20 974	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.\$	85 236	85 236	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.\$	4 957 521	2 807 077	41 829	41 390	40 201	39 762	38 764	38 281	35 468	35 575	35 122	35 237	35 192	35 416	35 424	35 930	36 379	37 142
Поток денежной наличности	тыс.\$	-1 090 059	409 691	-11 049	-13 009	-13 686	-15 525	-16 508	-17 959	-18 552	-20 443	-22 140	-23 907	-25 512	-27 380	-27 929	-28 842	-29 718	-30 680
Чистая приведенная стоимость:																			
при ставке дисконта в 8,14%	тыс.\$	135 205	166 905	-903	-983	-957	-1 004	-987	-993	-948	-966	-968	-966	-953	-946	-893	-852	-812	-775
при ставке дисконта в 11,5%	тыс.\$	110 997	119 992	-339	-358	-338	-344	-328	-320	-296	-293	-285	-276	-264	-254	-232	-215	-199	-184
при ставке дисконта в 14,34%	тыс.\$	88 557	92 020	-152	-156	-144	-143	-133	-126	-114	-110	-104	-98	-92	-86	-77	-69	-63	-56
Накопленный поток денежной наличности																			
при ставке дисконта в 0%	тыс.\$	-1 090 059	409 691	341 792	328 783	315 097	299 572	283 063	265 104	246 552	226 109	203 969	180 062	154 550	127 171	99 242	70 400	40 682	10 002
при ставке дисконта в 8,14%	тыс.\$	135 205	166 905	159 867	158 884	157 927	156 923	155 937	154 944	153 996	153 030	152 062	151 096	150 142	149 196	148 303	147 451	146 639	145 863
при ставке дисконта в 11,5%	тыс.\$	110 997	119 992	117 068	116 710	116 372	116 028	115 700	115 380	115 084	114 791	114 506	114 231	113 967	113 713	113 481	113 266	113 067	112 883
при ставке дисконта в 14,34%	тыс.\$	88 557	92 020	90 596	90 440	90 296	90 153	90 021	89 894	89 780	89 671	89 567	89 468	89 377	89 290	89 214	89 144	89 082	89 025
Окупаемость при ставке дисконта в 0%	лет	30,52	5,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
при ставке дисконта в 8,14%	лет	5,72	5,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
при ставке дисконта в 11,5%	лет	5,82	5,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
при ставке дисконта в 14,34%	лет	5,91	5,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблицы 4.3.12 – Показатели экономической эффективности по рекомендуемому варианту3

Составляющие	Ед. изм	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.\$	3 867 462	3 216 768	6 085	5 689	5 451	5 201	5 031	4 665	4 378	4 174	4 060	3 939	3 606	3 467	3 215	3 061	2 565	2 730
Итого приток средств	тыс.\$	3 867 462	3 216 768	6 085	5 689	5 451	5 201	5 031	4 665	4 378	4 174	4 060	3 939	3 606	3 467	3 215	3 061	2 565	2 730
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.\$	4 765 701	2 615 256	37 785	38 430	39 166	39 816	40 600	41 177	42 116	42 844	43 751	44 619	45 449	46 268	47 258	48 141	48 188	49 157
прямые затраты	тыс.\$	2 604 645	1 056 954	29 248	29 772	30 376	30 889	31 504	31 953	32 720	33 251	33 928	34 555	35 169	35 724	36 445	37 032	36 974	37 614
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.\$	1 497 720	1 052 205	6 306	6 445	6 576	6 711	6 869	7 009	7 183	7 371	7 580	7 800	8 020	8 264	8 526	8 804	8 973	9 244
расходы периода	тыс.\$	663 336	506 097	2 231	2 213	2 215	2 216	2 227	2 215	2 214	2 223	2 244	2 264	2 260	2 280	2 286	2 306	2 241	2 299
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.\$	106 585	106 585	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.\$	85 611	85 611	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.\$	20 974	20 974	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.\$	85 236	85 236	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.\$	4 957 521	2 807 077	37 785	38 430	39 166	39 816	40 600	41 177	42 116	42 844	43 751	44 619	45 449	46 268	47 258	48 141	48 188	49 157
Поток денежной наличности	тыс.\$	-1 090 059	409 691	-31 701	-32 741	-33 715	-34 614	-35 569	-36 512	-37 738	-38 670	-39 692	-40 680	-41 843	-42 800	-44 043	-45 080	-45 623	-46 427
Чистая приведенная стоимость:																			
при ставке дисконта в 8,14%	тыс.\$	135 205	166 905	-741	-708	-674	-639,7	-607,8	-577,0	-551,5	-522,5	-496,0	-470	-447	-423	-402	-381	-356	-335
при ставке дисконта в 11,5%	тыс.\$	110 997	119 992	-171	-158	-146	-134,3	-123,8	-114,0	-105,7	-97,1	-89,4	-82	-76	-70	-64	-59	-53	-49
при ставке дисконта в 14,34%	тыс.\$	88 557	92 020	-51	-46	-41	-37,3	-33,5	-30,1	-27,2	-24,3	-21,86	-20	-18	-16	-14	-13	-11	-10
Накопленный поток денежной наличности																			
при ставке дисконта в 0%	тыс.\$	-1 090 059	409 691	-21 699	-54 440	-88 155	-122 770	-158 339	-194 850	-232 588	-271 259	-310 951	-351 630	-393 474	-436 274	-480 317	-525 397	-571 020	-617 447
при ставке дисконта в 8,14%	тыс.\$	135 205	166 905	145 123	144 415	143 741	143 102	142 494	141 917	141 365	140 843	140 347	139 877	139 430	139 007	138 604	138 223	137 867	137 532
при ставке дисконта в 11,5%	тыс.\$	110 997	119 992	112 712	112 554	112 408	112 274	112 150	112 036	111 931	111 833	111 744	111 662	111 586	111 517	111 452	111 393	111 340	111 291
при ставке дисконта в 14,34%	тыс.\$	88 557	92 020	88 974	88 928	88 887	88 850	88 816	88 786	88 759	88 735	88 713	88 693	88 675	88 660	88 646	88 633	88 622	88 612
Окупаемость при ставке дисконта в 0%	лет	30,52	5,52	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
при ставке дисконта в 8,14%	лет	5,72	5,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
при ставке дисконта в 11,5%	лет	5,82	5,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
при ставке дисконта в 14,34%	лет	5,91	5,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблицы 4.3.12 – Показатели экономической эффективности по рекомендуемому варианту3

Составляющие	Ед. изм	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.\$	3 867 462	3 216 768	2 668	2 485	2 414	2 339	2 260	2 306	2 221	1 866	1 767	0	0	0	0	0	0	0
Итого приток средств	тыс.\$	3 867 462	3 216 768	2 668	2 485	2 414	2 339	2 260	2 306	2 221	1 866	1 767	0	0	0	0	0	0	0
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.\$	4 765 701	2 615 256	50 188	51 286	52 275	53 481	54 623	55 875	57 065	58 663	59 481	0	0	0	0	0	0	0
прямые затраты	тыс.\$	2 604 645	1 056 954	38 297	39 018	39 623	40 421	41 136	41 975	42 700	43 660	43 940	0	0	0	0	0	0	0
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.\$	1 497 720	1 052 205	9 560	9 919	10 271	10 646	11 039	11 404	11 834	12 469	12 972	0	0	0	0	0	0	0
расходы периода	тыс.\$	663 336	506 097	2 331	2 350	2 382	2 415	2 448	2 497	2 531	2 534	2 568	0	0	0	0	0	0	0
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.\$	106 585	106 585	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.\$	85 611	85 611	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.\$	20 974	20 974	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.\$	85 236	85 236	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.\$	4 957 521	2 807 077	50 188	51 286	52 275	53 481	54 623	55 875	57 065	58 663	59 481	0	0	0	0	0	0	0
Поток денежной наличности	тыс.\$	-1 090 059	409 691	-47 520	-48 801	-49 861	-51 142	-52 362	-53 570	-54 844	-56 797	-57 714	0	0	0	0	0	0	0
Чистая приведенная стоимость:																			
при ставке дисконта в 8,14%	тыс.\$	135 205	166 905	-318	-302	-285	-270	-256	-242	-229	-219	-206	0	0	0	0	0	0	0
при ставке дисконта в 11,5%	тыс.\$	110 997	119 992	-45	-41	-38	-35	-32	-29	-27	-25	-23	0	0	0	0	0	0	0
при ставке дисконта в 14,34%	тыс.\$	88 557	92 020	-9	-8	-7	-6	-6	-5	-5	-4	-4	0	0	0	0	0	0	0
Накопленный поток денежной наличности																			
при ставке дисконта в 0%	тыс.\$	-1 090 059	409 691	-664 968	-713 769	-763 630	-814 772	-867 135	-920 705	-975 548	-1 032 346	-1 090 059	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 8,14%	тыс.\$	135 205	166 905	137 214	136 912	136 628	136 357	136 102	135 860	135 630	135 411	135 205	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 11,5%	тыс.\$	110 997	119 992	111 246	111 205	111 167	111 133	111 101	111 071	111 044	111 019	110 997	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 14,34%	тыс.\$	88 557	92 020	88 603	88 595	88 587	88 581	88 575	88 570	88 565	88 561	88 557	-	-	-	-	-	-	-
Окупаемость при ставке дисконта в 0%	лет	30,52	5,52	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 8,14%	лет	5,72	5,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 11,5%	лет	5,82	5,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 14,34%	лет	5,91	5,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-



Рисунок 4.3.8 – Сопоставление доходов и расходов по рекомендуемому третьему варианту, тыс. \$

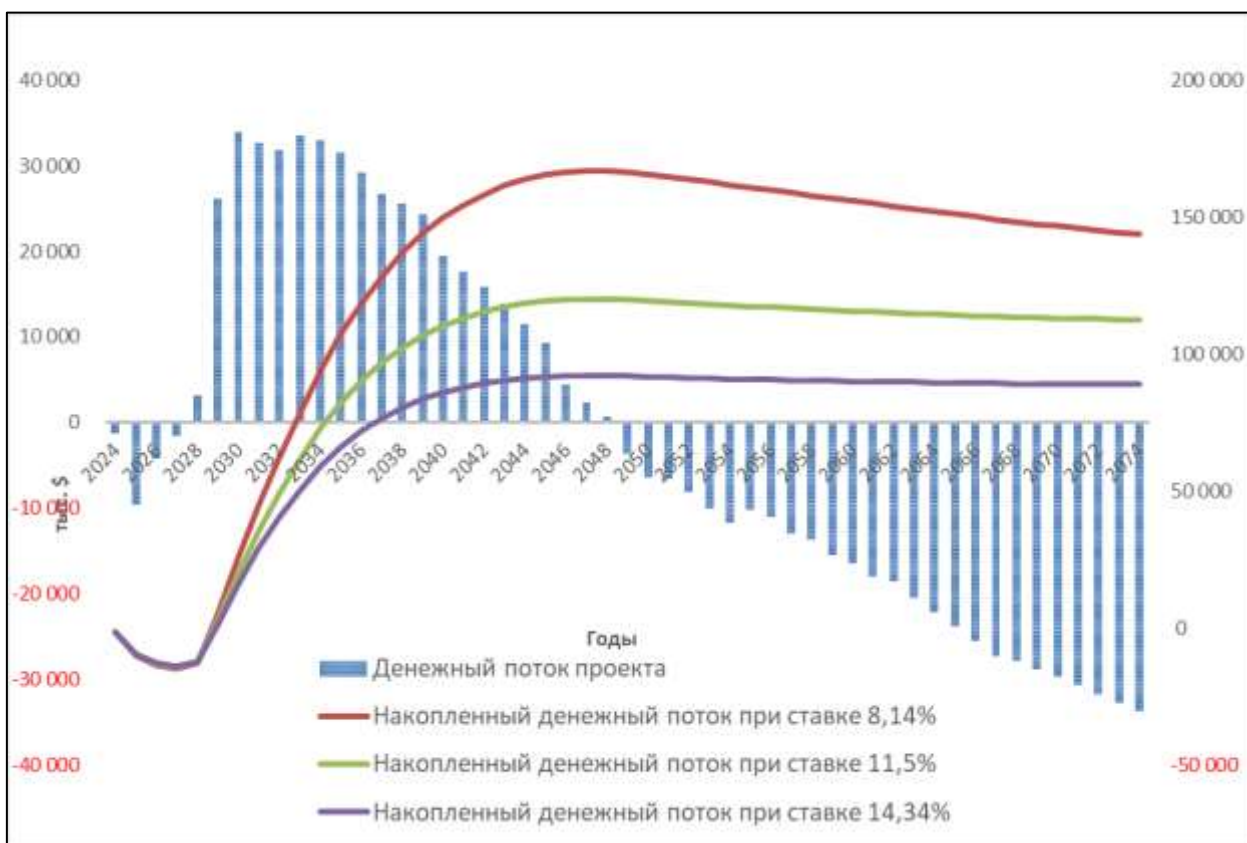


Рисунок 4.3.9 – Поток денежных средств по рекомендуемому третьему варианту, тыс. \$

4.3.7 Казахстанское содержание

Казахстанское содержание — это показатель уровня технологического и индустриально-инновационного развития Казахстана, представляющий собой долю в стоимостном выражении в приобретаемых товарах, работах и услугах, в привлечении



трудовых ресурсов, используемых при осуществлении деятельности предприятия на территории Республики Казахстан.

Казахстанское содержание в закупках по проекту представляет собой процентное содержание стоимости товаров отечественных товаропроизводителей и затрат на оплату труда физических лиц - резидентов, нанятых поставщиком для выполнения работ и услуг как напрямую, так и посредством заключения договоров субподряда, от общей стоимости капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Стоимость строительства скважин в данном проекте рассчитана с учетом того, что большая часть оборудования и материалов будет приобретаться в Республике Казахстан.

А сам процесс бурения, освоения и исследований будет осуществляться местными компаниями, поскольку у них накоплен достаточно большой опыт по выполнению данного вида работ и имеются профессиональные кадры.

Местное содержание является ключевым фактором, отвечающим ожиданиям руководства страны. Это, также является эффективным способом, с помощью которого АО «Мангистаумунайгаз» может содействовать решению социальных проблем и внести свой вклад в развитие региона в соответствии с социальными программами.

При строительстве и обустройстве нефтяных скважин на месторождении Асар предполагается казахстанское содержание следующего состава:

- до 100% товаров будет приобретаться в РК;
- при проведении работ предпочтение будет отдаваться казахстанским специалистам, до 100%;
- будут привлечены казахстанские организации для выполнения работ и услуг - до 100% от общего объема работ, если эти услуги соответствуют стандартам, ценовым и качественным характеристикам однородных товаров, работ, услуг.

Представленные данные по казахстанскому содержанию являются прогнозными и ни в коем случае не должны являться обязательством недропользователя, поскольку все товары и услуги закупались, и в дальнейшем будут закупаться, методом открытого конкурса (тендера). Поскольку на данном этапе проектирования более точный расчет невозможен, при детальном проектировании стоимость казахстанского содержания будет определена с большей точностью.

4.3.8 Анализ рисков

Проекты, связанные с освоением ресурсов углеводородного сырья, характеризуются повышенной степенью риска, вызываемого особенностями процессов поиска, разведки и



освоения месторождений. Риск определяется как опасность, возможность убытка или ущерба. Нефтегазовые проекты характеризуются достаточно высокой степенью рисков:

- большая зависимость показателей от природных условий;
- изменчивость погоды во времени;
- вероятностный характер большинства технико-экономических показателей разработки месторождений;
- высокая капиталоемкость нефтегазодобычи;
- длительный период возмещения начального капитала.

В условиях рыночной экономики государство не несет ответственности за обязательства предприятий и поэтому, все последствия реализации неэффективного решения целиком ложатся на администрацию и коллектив самого предприятия.

Экономическая теория предполагает, что большинство потенциальных инвесторов не склонны к риску. Из двух проектов инвестиций с одинаковым уровнем ожидаемой прибыли будет выбран тот, которому соответствует меньший риск. Риск проекта теснейшим образом связан с величиной прибыли на инвестированный капитал. Чем выше уровень риска проекта, тем он должен генерировать большую прибыль, компенсирующую этот риск.

Все виды рисков, которые могут возникнуть при реализации проекта можно подразделить на несколько видов: политический, социальный, экономический, экологический, риски, связанные с географическим положением, правовые риски, финансовый и производственный риск.

Политический риск

Политический риск связан с возможностью ухудшения политической ситуации, риск неблагоприятных социально-политических изменений в стране и регионе.

В настоящее время наблюдается положительная тенденция повышения международных рейтингов Республики Казахстан. В соответствии с классификацией международных рейтинговых агентств, Казахстан получил инвестиционный рейтинг, в соответствии с которым экономическая и политическая ситуация в Казахстане оценивается как неопасная в краткосрочной перспективе.

В Республике Казахстан целенаправленно идет работа на интеграцию мировую экономику. Главным фактором в структурных преобразованиях экономики Казахстана становится государственная инвестиционная политика. Стране за годы независимости удалось создать достаточно продуктивную модель инвестиционной политики. Благоприятными факторами, способствующими повышению рейтингов Казахстана, являются экономический рост, наблюдающейся в республике в течение последних



нескольких лет, повлекший за собой улучшение большинства экономических показателей, включая профицит счета текущих операций, а также рост золотовалютных резервов и сокращение внешних краткосрочных обязательств.

Постоянно происходит совершенствование налогового законодательства. Налоговое бремя на производителей продукции постоянно сокращается. Политическая система государства стабильна, поэтому политический риск является в настоящее время минимальным.

Социальный риск

Социальный риск характеризуется уровнем безработицы, возможностью забастовок, выражением недоверия со стороны работников органам власти на местах и администрации предприятия. В настоящее время, когда нефтегазовая отрасль развивается быстрыми темпами, происходит открытие новых месторождений, создание многих новых фирм, которые готовы перерабатывать продукцию нефтегазового комплекса, говорить о безработице не приходится, приходится говорить о недостатке рабочих кадров. Представленный проект способствует созданию условий для создания новых рабочих мест.

Стабильность государства, сдерживание роста безработицы, рост реальной зарплаты значительно уменьшают риски забастовок и выражение недовольства со стороны трудящихся. В Мангистауской области в целом и в прилегающих районах спокойная политическая обстановка, поэтому вероятность военных конфликтов, введение чрезвычайного положения и проведения забастовок является минимальной.

В случае отрицательного влияния изменения ситуации в стране и Мангистауской области на деятельность компании, Недропользователь предпримет необходимые действия по минимизации возникших издержек и снижению влияния указанных факторов.

Экономический риск

Экономический риск оценивался анализом чувствительности основного показателя эффективности, определяющего выбор рекомендуемого варианта и эффект проекта – чистым дисконтированным поступлениям проекта (NPV) к изменению следующих факторов, которые отражаются на оценке рентабельности проекта: объем добычи, уровень цен на реализуемую продукцию, объем капитальных вложений в проект, эксплуатационные затраты по проекту и ставки WACC. В соответствии с принятыми нормами руководящих документов нефтяной и газовой отрасли, расчеты были проведены при изменении цен, затрат и добычи в диапазоне $\pm 40\%$. Это позволило получить доверительные интервалы для корректировки построенных номограмм к изменению экономических условий.



В целом, анализ данных показал, что у проекта есть определенный запас прочности к изменению основных экономических показателей. Более подробно об экономическом риске приведено в разделе «Анализ чувствительности проекта».

Экологический риск

В Экологическом кодексе Республики Казахстан дано правильное законодательное толкование понятию экологический риск, как «вероятность неблагоприятных изменений состояния окружающей среды и (или) природных объектов вследствие влияния определенных факторов». При этом экологический риск может быть вызван не только деятельностью человека, но и чрезвычайными ситуациями природного характера. Поэтому весьма важным здесь является точная оценка экологического риска, путем выявления и анализа вероятности наступления событий, имеющих неблагоприятные последствия для состояния окружающей среды, здоровья населения, экономики страны, отдельного региона или предприятия.

Экологические риски, связанные с эксплуатацией месторождения, относятся к технологии самой системы эксплуатации объекта. В проекте предусмотрено применение современного высококачественного оборудования, которое соответствует работе в агрессивных средах. Поэтому риски техногенного характера сведены до минимума.

Так как Заказчиком проекта является опытная эксплуатационная компания, где построена четкая структура аппарата управления, установлены взаимосвязи между уровнями управления, разработаны нормы, нормативы и методики управления, будет справедливо утверждать, что риск неправильной эксплуатации проектируемого месторождения будет отсутствовать.

Риски, связанные с географическим положением

Мангистауский регион характеризуется достаточно развитой транспортной инфраструктурой (морской, железнодорожной, автомобильной и воздушной) и не подвержен рискам, связанным с прекращением транспортного сообщения в связи с удаленностью и /или труднодоступностью. Повышенной опасности стихийных бедствий в Мангистауской области нет.

В связи с этим риски, связанные с географическим положением, оцениваются как минимальные.

Финансовый риск

Финансовый риск – это тот риск, который понесет заказчик проекта при его претворении в жизнь. Он возникает при неправильной оценке спроса, конкурентов и цен на выпускаемую продукцию, при колебании рыночной конъюнктуры, валютных курсов и т.д.



В настоящее время спрос на нефть не только не снижается, все время возрастает. Происходит это по многим причинам. Например, увеличение спроса на нефть в азиатско-тихоокеанском регионе, снижение добычи нефти на многих действующих месторождениях и по многим другим причинам.

Цены на нефть в данном проекте взяты как с учетом сложившихся путей продажи в данном регионе, так и с их изменением на международных рынках.

Поскольку в рассматриваемом проекте предполагается постепенный ввод скважин, а капитальные вложения значительно ниже уровня поступающей выручки, то значительного отрицательного значения потока наличности в течение ввода новых объектов не наблюдается.

Вероятность возникновения данного риска оценивается как средняя.

Правовые риски

Финансовые результаты и деятельность участников проекта находятся под влиянием частых изменений в налоговом законодательстве Республики Казахстан. Как и любой иной субъект хозяйственной деятельности, оператор является участником налоговых отношений. В настоящее время в РК действует Налоговый кодекс и ряд законов, регулирующих объем и выплату различных налогов. Существующие налоги включают в себя, в частности, налог на добавленную стоимость, корпоративный подоходный налог юридических лиц (налог на прибыль), налог на сверхприбыль, налог на добычу полезных ископаемых (нефти, конденсата и газа), рентные отчисления на экспорт нефти и конденсата, налог на имущество, единый социальный налог, налог на транспортные средства и прочие налоги и отчисления. Но различные министерства и государственные ведомства, как и их представители, зачастую расходятся во мнениях относительно правовой интеграции тех и иных вопросов, что создает неопределенность и противоречия. Подготовка и представление налоговой отчетности вместе с другими компонентами системы налогообложения находятся в ведении и под контролем различных органов, имеющих законодательно закрепленное право налагать существенные штрафы, санкции и пени. Вследствие этого налоговые риски в Казахстане существенно превышают риски, характерные для стран с более развитой фискальной системой.

Производственный риск

Производственный риск – это вероятность убытков или дополнительных издержек, связанных со сбоем или остановкой производственных процессов, нарушением технологии выполнения операций, низким качеством сырья или работы персонала и т.п.



В данном проекте производственный риск связан с эксплуатацией запроектированных объектов месторождения. При определении производственного риска по настоящему проекту стоит учитывать, что в проекте предусмотрено применение высоко автоматизированного производства, современного высококачественного оборудования, которое соответствует бесперебойной добыче нефти.

Поскольку предполагается, что эксплуатацию запроектированных объектов будет производить компания, имеющая высококвалифицированных специалистов и рабочих, которые будут соблюдать все существующие нормы и правила, риск производственного характера должен быть сведен до минимума.

На основе прогнозирования всех возможных рисков руководству предприятия необходимо разработать программу воздействия, посредством которой необходимо добиться устойчивости проекта в случае возникновения отклонений от заданных параметров.

4.3.9 Анализ чувствительности проекта

Анализ чувствительности инвестиционного проекта — это характеристика его устойчивости. При анализе устойчивости его анализируют с позиции основных экономических характеристик эффективности.

Использованные в расчетах показатели различны не только по своему смыслу, но и по степени определенности принятых значений. Например, ставки налогов установлены законодательством и известны с высокой степенью достоверности. Значения же принятых эксплуатационных расходов и капитальных вложений определялись на основе расчетов. В определенной степени это относится и к доходной части, так как цена реализации нефти была принята на основе макроэкономических показателей АО НК «КМГ» и АО «Самрук-Казына», что предполагает изменение использованных макроэкономических показателей.

В данном разделе по рекомендуемому четвертому варианту проведен расчет чувствительности проекта на изменение чистой приведенной стоимости денежного потока (NPV-11,5%), при изменении от базовой величины, как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения следующих исходных факторов:

- объем добычи нефти;
- цены реализации продукции;
- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты;
- WACC (ставка средневзвешенной стоимости капитала).

Проведенные расчеты свидетельствуют, что проект является устойчивым к изменению капитальных вложений, эксплуатационных затрат и ставки WACC в пределах



увеличения их стоимости на 40%, так как в этом случае проект сохраняет экономическую эффективность. Увеличение объема добычи нефти и цены на нефть делает проект еще более эффективным, тогда как при снижении указанных показателей на 25% и более, проект теряет свою достигнутую эффективность. Для повышения эффективности проекта необходимо стремиться к снижению расходов и увеличению доходов.

Таким образом, наиболее чувствителен данный проект к изменению цены реализации на нефть и объемам его добычи. В целом, расчеты показали, что у проекта есть незначительный запас прочности к изменению основных экономических показателей в пределах 25% в сторону ухудшения.

Для наглядной демонстрации влияния переменных показателей на критерии экономической эффективности проведен анализ чувствительности проекта, представленный на рисунках 4.3.10 - 4.3.11.

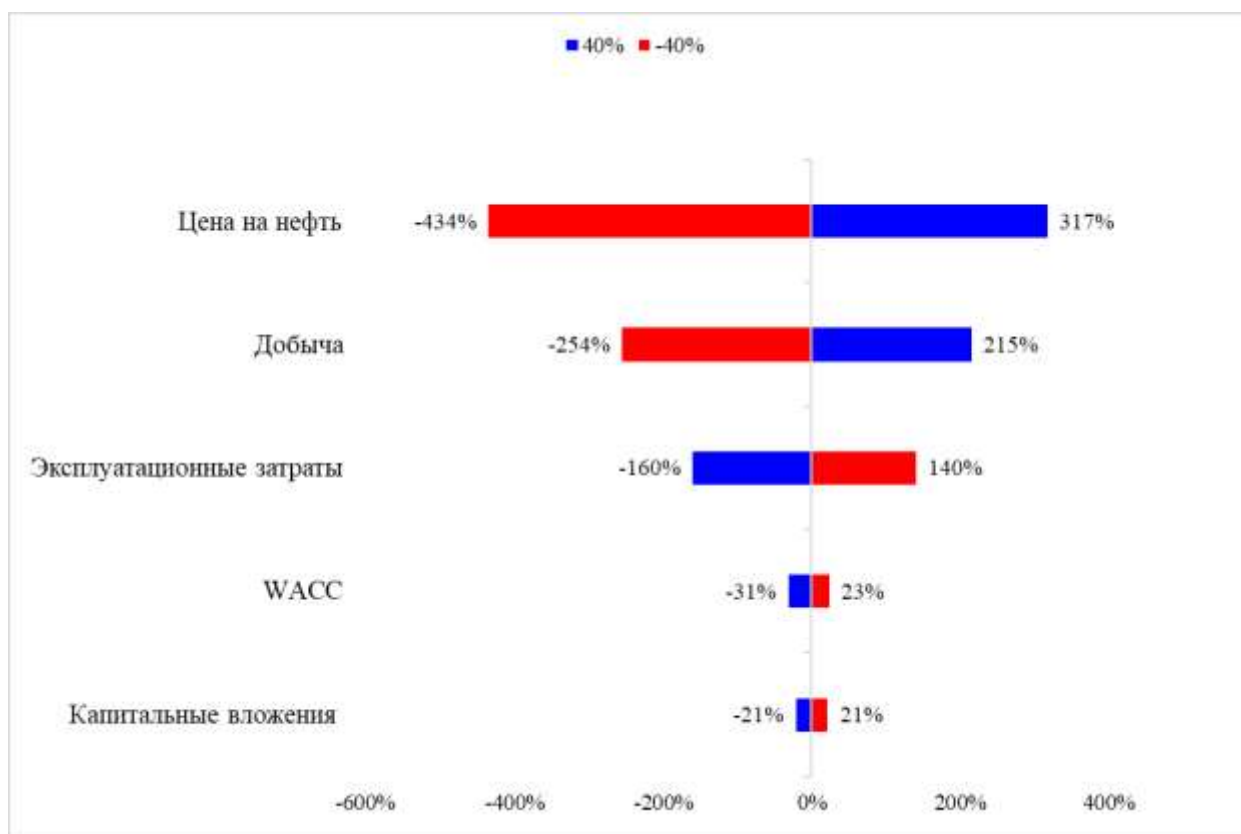


Рисунок 4.3.10 - Чувствительность проекта к изменению NPV на факторном анализе «Торнадо»



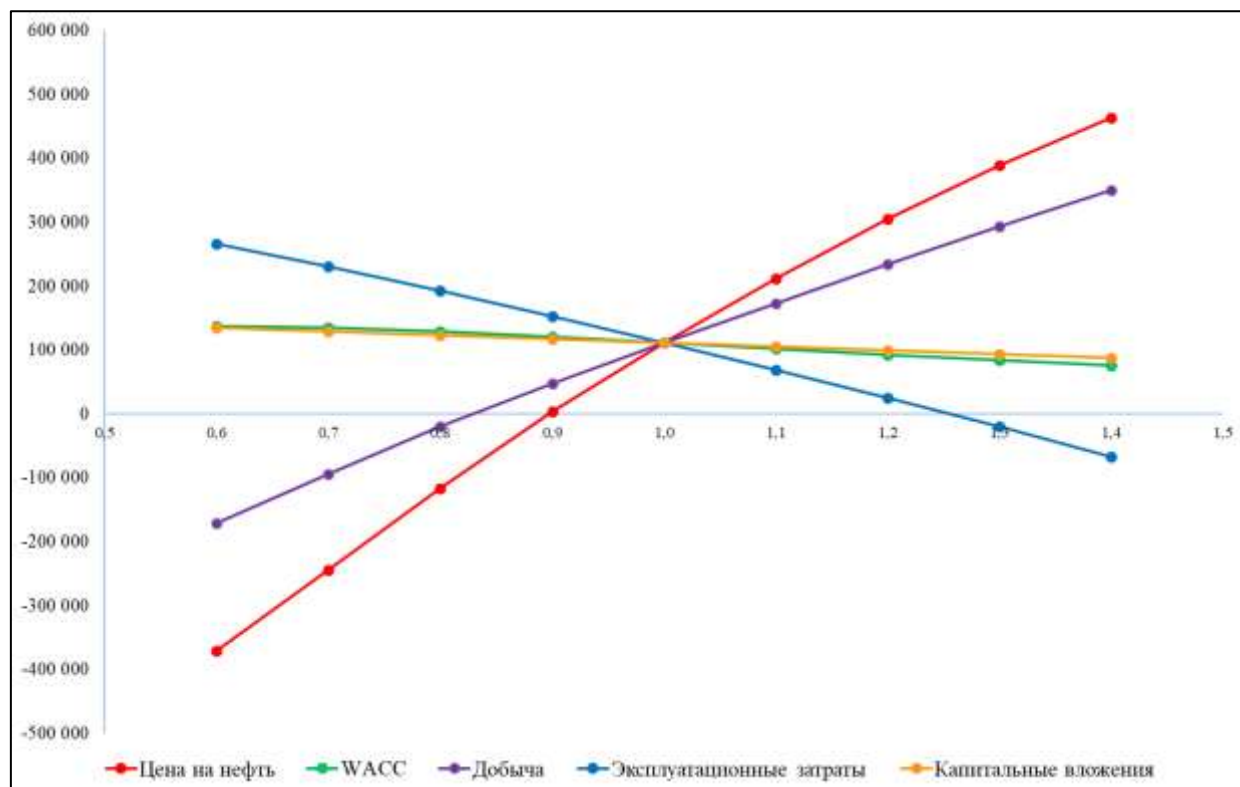


Рисунок 4.3.11 - Чувствительность проекта к изменению NPV на факторном анализе «Паук»



5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

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

При принятых условиях и допущениях, представленный проект экономически эффективен только по второму, третьему и четвертому вариантам разработки. Для выбора наилучшего варианта разработки месторождения Асар проведено сравнение результатов основных технико-экономических показателей по всем рассматриваемым вариантам, приведенных в сводной таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.15 – Интегральные экономические показатели за рентабельный период

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам			
		1	2	3	4
Проектный период	годы	2024 - 2096	2024 - 2096	2024 - 2096	2024 - 2096
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.тонн	89 623	107 898	42 594	56 201
Проектный уровень добычи нефти	тыс.тонн	5 077	9 124	9 089	8 577
Проектный уровень добычи попутного газа	млн.м3	445	459	816	867
Проектный уровень закачки воды	тыс.тонн	108 088	104 410	43 253	58 234
Коэффициент извлечения нефти за проектный период	д.е.	23,29	31,77	31,70	30,700
Рентабельный период	годы	отсутствует	2024 - 2043	2024 - 2048	2024 - 2050
Добыча жидкости	тыс.тонн	15 504	27 960	27 949	33 572
Добыча нефти	тыс.тонн	7 145	6 400	8 081	7 870
Добыча попутного газа	млн.м3	572	352	730	781
Закачка воды	тыс.тонн	24 553	31 735	31 098	36 606
Экономически обоснованный КИН	д.е.	13,6	26,4	29,7	29,3
Ввод новых скважин из бурения	сквж	51	92	92	115
Вертикальные	сквж	34	76	71	86
Горизонтальные	сквж	8	0	5	8
Водонагнетательные	сквж	9	16	16	21
Суммарная выручка от реализации	млн. \$	114,4	2 458,5	3 216,8	3 155,3
Капитальные затраты, (без НДС)	млн. \$	14,9	100,7	106,6	136,1
в строительство скважин	млн. \$	12,2	79,3	85,6	110,2
в нефтепромысловое строительство	млн. \$	2,7	21,4	21,0	25,9
Эксплуатационные затраты с уч. амортизации	млн. \$	112,8	2 246,4	2 773,6	2 785,8
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. \$	106,3	2 127,6	2 615,3	2 595,9
Операционный доход	млн. \$	1,6	212,1	443,2	369,5
Чистая прибыль	млн. \$	1,6	178,7	357,9	298,7
Полная себестоимость 1 тонны нефти	\$/тонна	304,61	350,97	343,18	353,91
Полная себестоимость 1 барреля нефти	\$/бнэ	42,13	48,54	47,47	48,95
Удельные КВЛ на 1 тонну нефти	\$/тонна	40,19	15,73	13,19	17,30
Удельные КВЛ на 1 баррель нефти	\$/бнэ	5,56	2,18	1,82	2,39
Удельные КВЛ на 1 тонну УВ	\$/тонна	0,52	2,97	3,01	3,41
Удельные эксплуатационные затраты на 1 тонну нефти	\$/тонна	287,25	332,46	323,63	329,83
Удельные эксплуатационные затраты на 1 баррель нефти	\$/бнэ	39,73	45,98	44,76	45,62
Чистые недисконтированные поступления					



Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам			
		1	2	3	4
- до налогообложения	млн. \$	32,4	1 055,3	1 547,1	1 454,7
- после налогообложения	млн. \$	-6,9	196,8	409,7	352,5
- поступления Государству	млн. \$	39,2	858,4	1 137,4	1 102,2
Чистые дисконтированные поступл/я, NPV					
- до налогообложения					
при ставке дисконта в 8,14%	млн. \$	32,4	565,4	733,1	676,0
при ставке дисконта в 11,5%	млн. \$	32,4	460,1	576,3	531,0
при ставке дисконта в 14,34%	млн. \$	32,4	394,0	481,8	444,3
- после налогообложения					
при ставке дисконта в 8,14%	млн. \$	-6,9	89,1	166,9	132,4
при ставке дисконта в 11,5%	млн. \$	-6,9	65,6	120,0	91,7
при ставке дисконта в 14,34%	млн. \$	-6,9	50,9	92,0	67,8
- в бюджет Государства					
при ставке дисконта в 8,14%	млн. \$	39,2	476,3	566,2	543,6
при ставке дисконта в 11,5%	млн. \$	39,2	394,5	456,3	439,3
при ставке дисконта в 14,34%	млн. \$	39,2	343,0	389,8	376,5
Индекс доходности, PI					
при 0% дисконта	ед.	0,5	3,0	4,8	3,6
при ставке дисконта в 8,14%	ед.	0,5	2,1	2,9	2,2
при ставке дисконта в 11,5%	ед.	0,5	1,8	2,45	1,9
при ставке дисконта в 14,34%	ед.	0,5	1,7	2,18	1,7

Выводы

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

- **первый вариант** - базовый вариант предполагает продолжение реализации основных решений действующего технологического документа на разработку месторождения Асар. В рассматриваемом варианте реализуется площадная обращенная девятиточечная система разработки. Предусмотрен ввод из бурения 51 скважины, в т.ч. 34 добывающие вертикальные (ВНС), 8 добывающих с горизонтальным окончанием ствола (ГС) и 9 нагнетательных скважин. В расчетах учтены переводы добывающих скважин на возвратные объекты, после полной отработки скважин на основных эксплуатационных объектах. Проведенные технико-экономические расчеты показали, что данный вариант экономически не эффективен, рентабельный период отсутствует, NPV после налогообложения при ставке WACC 11,5% имеет отрицательное значение минус 6,9 млн.\$;
- **второй вариант** предполагает бурение 92 скважин, из которых: 76 добывающие и 16 нагнетательные. Уплотнение сетки скважин, преследует цель вовлечения в разработку не дренируемых ранее участков залежей, вследствие уточнения геологического строения и структуры в целом. В расчетах учтены переводы добывающих скважин на возвратные объекты,



после полной отработки скважин на основных эксплуатационных объектах. За рентабельный период разработки ожидается объем добычи нефти – 6 400 тыс.тонн, попутного газа – 352 млн.м³, значение рентабельного КИН – 26,4 д.е. NPV после налогообложения при ставке WACC 11,5% равен 65,6 млн.\$;

- **третий вариант** предполагает бурение 92 скважины, из которых: 76 добывающие, в т.ч. 71 – вертикальные и 5 – горизонтальные, а также 16 нагнетательные в течении 7 лет (2024-2029 гг.). Как и в предыдущем варианте, предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы, ГРП, помимо этого, часть проектных скважин предусматривается вводить в эксплуатацию с применением ГРП. За рентабельный период проекта ожидается объем добычи нефти – 8 081 тыс.тонн, попутного газа – 730 млн.м³, **значение экономически обоснованного КИН – 29,7 д.е.** Данный вариант имеет наиболее выгодные экономические показатели и превосходит альтернативные варианты по основному показателю, определяющему выбор рекомендуемого варианта и эффект проекта - чистым дисконтированным поступлениям недропользователя NPV, которые за рентабельный период эксплуатации составляют самые высокие положительные значения при ставках дисконта 8,14%, 11.5% и 14.34% соответственно 166,9 млн.\$, 120,0 млн.\$, 92,0 млн.\$, PI при ставке WACC 11,5% равен 2,45 ед;
- **четвертый вариант** предполагает бурение 115 скважин, в том числе добывающих вертикальных – 86 единиц, горизонтальных – 8 единиц и нагнетательных 21 единица. В расчетах также учтены переводы добывающих скважин на возвратные объекты, после полной отработки скважин на основных эксплуатационных объектах. За рентабельный период разработки ожидается объем добычи нефти – 7 870 тыс.тонн, попутного газа – 781 млн.м³, значение рентабельного КИН – 29,3 д.е. NPV после налогообложения при ставке WACC 11,5% равен 91,7 млн.\$;

Проведенные технико-экономические расчеты показали, что по третьему варианту экономические показатели оказались лучше, чем по сравнению с другими альтернативными вариантами разработки месторождения Асар. По третьему варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости и выплат в бюджет Республики Казахстан, а также по нему ожидается самый высокий КИН из всех рассматриваемых



вариантов.

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



6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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

По состоянию на 01.01.2024 г. эксплуатационный фонд месторождения Асар составляет 197 скважин, в том числе действующих – 157 ед., в бездействии – 40ед. К нагнетательному эксплуатационному фонду относятся 85 скважин в том числе к действующему 60 ед., бездействующему 24 ед. и в освоении 1 скважина (№238).

Фонд добывающих действующих скважин эксплуатируется механизированным способом (99%), установками плунжерных штанговых насосов (УПШН) и фонтанными скважинами №№493 и 763.

Фонтанная скважина №493 эксплуатируется со средним дебитом жидкости 13,33т/сут, нефти-2,08т/сут и обводненностью продукции 82%. Устье скважины оснащено колонной головкой типа ОКК-1 диаметром 168мм. Фонтанная арматура типа АФ6-65х21К1 ХЛ с условным проходом ствола и боковых отходов 65мм и рабочим давлением 21МПа. Штуцер типа ШДФ-9М с условным диаметром проходных отверстий 9мм. Подземное оборудование представлено насосно-компрессорными трубами диаметром 73мм, глубина спуска НКТ= 1984м.

Устье фонтанной скважины №763 оснащено колонной головкой ЦБПО, с диаметром 168мм. Фонтанная арматура типа АФ6-65х21К1 с условным проходом ствола и боковых отходов 65мм.

На текущий момент скважина находится в простое с 12.12.2023г., ожидание капитального ремонта с целью возврата на другой горизонт. Устьевое и подземное оборудование демонтировано. По последним данным ГИС-к от 31.12.2023г доход прибора 2183м; глубина спуска НКТ по ГИС= 2036м. Верхний фильтр перекрыт башмаком НКТ. Поступление жидкости приурочено к интервалам фильтра, выделенные толщины работают водой с небольшим содержанием нефти.

На месторождении, на механизированном фонде скважин применяются конструкции добывающих скважин с эксплуатационными колоннами диаметром 114; 140; 146; 168 мм. Искусственный забой скважин отмечается на глубине 1283-2532 м, интервалы перфорации от 1577до 2532 м.

Оборудование УПШН включает в себя:

- наземное (станок-качалка, редуктор, электродвигатель, блок управления скважиной);
- устьевое (колонная головка, устьевая арматура, полированный шток, устьевой сальник);



- *подземное* (НКТ, насосные штанги, плунжерный штанговый насос и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях).

Наземное оборудование УПШН представлено:

- станок-качалками типа: ПШГН-6; ПШГН-8; ПШГН-8-3-4000; ПШГН-8-3-550; ПШГН-10; ПШН-3-2800; ПШН-6; ПШН-8-3-4000; 7СК-8; СКД-6; СКД-8; СКД-РБ-8
- трансформаторными подстанциями; кабельными линиями.

В состав **устьевого оборудования** входит:

- колонная головка;
- противовыбросовая арматура (крестовина, превенторы, надпревенторная катушка, разъемный желоб, ручные приводы);
- фонтанная арматура и манифольд;
- лубрикатор для исследования скважин;
- задвижки, переводники и прочие детали, используемые для установки и обвязки устьевого оборудования.

Подземное оборудование УПШН состоит из глубинных трубных насосов типа ННШ и НН- с диаметром 32, 38, 44; 57 и 70 мм; 25-150-RHAM; 25-175- RHAM; 2СП/Б -Д -44; вставных типа НВ1Б диаметром 32, 38 и 44 мм, напором 1500 м, насосно-компрессорных труб (НКТ) 73 мм, и двухступенчатой колонной насосных штанг с диаметром 19 и 22 мм. Средняя глубина спуска НКТ от 100 до 2048 м.

Работа скважин характеризуется средними дебитами жидкости 17,4 м³/сут, по нефти 6,74 т/сут. Обводнённость продукции в среднем составляет 46 %.

Динамический уровень колеблется на глубине от 0 до 1503м. Среднее буферное давление равно 2,5 атм. Забойное давление в интервале 2,6-20,9МПа. Коэффициент подачи насоса в среднем по механизированному фонду скважин составляет 0,57. Длина хода 2,5-3м; число качаний 2,6-7,4.

Распределение действующих скважин по диаметрам штанговых насосов, а также по дебитам и обводнённости, согласно ревизии фонда, на 01.01.2024г, представлено в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1– Распределение действующих скважин по диаметрам насоса, дебитам и обводненности

Год	Показатели	Значения	в том числе по диаметрам насосов, мм (%)			
			32	38	44	57
2023	Количество скважин	155 (100%)	10 (6%)	35 (23%)	94 (61%)	16 (10%)
	Средний дебит на одну скважину по жидкости, м ³ /сут./нефти, т/сут	19,08/7,71	9,5/3,3	13,4/5,8	16,9/7,1	50/17,4
	Обводнённость, %	52	62	49	50	60



Как следует из представленных данных в таблице, скважины, оборудованные УПШН, согласно ревизии фонда, на 01.01.2024г, характеризуются средними дебитами по жидкости 19,08 м³/сут, по нефти 7,71 т/сут, при средней объемной обводнённости 52 %. Из средних показателей добычи скважин наблюдается неравномерный темп обводненности по группам скважин, характеризующимся различной продуктивностью. В группе скважин с насосами диаметром 32мм высокий процент обводненности 62% так как разброс составляет от 11 до 100%. Наиболее высокое обводнение продукции 60% (кроме группы с 32мм) характерно для скважин, оборудованных насосами диаметром 57 мм.

Одним из важнейших показателей эффективности работы УПШН является реализуемый ими коэффициент подачи насоса ($k_{\text{под}}$).

В общем случае принято считать работу УПШН удовлетворительной при достижении коэффициента подачи насоса в пределах от 0,3 до 0,8. При коэффициенте подачи более 0,8 - работа скважин характеризуется не полной реализацией потенциальных возможностей, коэффициент подачи в пределах и выше 1,0 характерен для скважин, работающих на полужонтанном режиме, а при коэффициенте подачи менее 0,3 - работу насоса следует считать не удовлетворительной.

На месторождении работа фонда в целом характеризуется коэффициентом подачи насоса от 0,3 до 0,8. В таблице 6.1.2 приводится распределение скважин, оборудованных УПШН, по коэффициентам подачи насоса.

Таблица 6.1.2- Распределение скважин, оборудованных УПШН по коэффициентам подачи насоса

Год	Диаметр насоса, мм	Количество скважин	в том числе работающие с коэффициентом подачи ($k_{\text{под}}$)		
			$k_{\text{под}} < 0,3$	$0,3 \leq k_{\text{под}} \leq 0,8$	$k_{\text{под}} > 0,8$
2023	Всего	155 (100)	49 (32%)	72 (46%)	34 (22%)
	32	10 (6%)	4 (4%)	4 (4%)	2 (2%)
	38	35 (23%)	11 (31%)	17 (49%)	7 (20%)
	44	94 (61%)	32 (34%)	45 (48%)	17 (18%)
	57	16 (10%)	2 (12%)	6 (38%)	8 (50%)

Из представленных данных в таблице, следует, что на 01.01.2024г

- работа 22 % фонда скважин характеризуется высоким коэффициентом подачи насоса (более 0,8);
- работа 46 % фонда скважин характеризуется удовлетворительным коэффициентом подачи насоса (0,3-0,8);
- работа 32 % фонда скважин характеризуется низким коэффициентом подачи насоса (менее 0,3).



Следует отметить, что с низким $K_{\text{под}}$ (менее 0,3) в основном работают скважины обводненные, с влиянием газа, с откачкой, с утечками клапанов насоса (рекомендуется ПРС).

Для более полной реализации потенциальных возможностей скважин, работающих с коэффициентом подачи менее 0,3 рационально проведение подземных ремонтов (ПРС) и геолого-технических мероприятий (ГТМ) на обводненных и низкопродуктивных скважинах.

Анализируя режимы работы скважин, оборудованных УПШН, придавалось большое значение величине забойного давления.

Рассмотрены параметры работы скважин действующего фонда УПШН, представленные в технологическом режиме на 01.01.2024г, где по 155 скважинам приведены фактические забойные давления. В таблице 6.1.3 отображено распределение фонда анализируемых скважин в диапазонах забойных давлений.

Таблица 6.1.3- Распределение фонда скважин, оборудованных УПШН, по диапазонам забойных давлений

Год	Диаметр насоса, мм	Количество скважин	Забойное давление		
			$P_{\text{заб}} > 0,75P_{\text{нас}}$	$0,75P_{\text{нас}} \leq P_{\text{заб}} \leq 1,2P_{\text{нас}}$	$P_{\text{заб}} < 1,2P_{\text{нас}}$
2023	Всего	155 (100)	86 (55%)	43 (28%)	26 (17%)
	32	10 (6%)	6 (60%)	4 (40%)	0
	38	35 (23%)	16 (46%)	12 (34%)	7 (20%)
	44	94 (61%)	52 (55%)	27 (29%)	15 (16%)
	57	16 (10%)	12 (75%)	0	4 (25%)

Из промышленного опыта принято считать, что работа скважин в диапазоне забойных давлений $0,75P_{\text{нас}} \leq P_{\text{заб}} \leq 1,2P_{\text{нас}}$ является оптимальной, так как при таком режиме работы не происходит существенного снижения продуктивности.

По результатам анализа текущих забойных давлений на оптимальном режиме с $0,75P_{\text{нас}} \leq P_{\text{заб}} \leq 1,2P_{\text{нас}}$ работает 43(28%) скважины. С забойными давлениями выше $0,75P_{\text{нас}}$ ($P_{\text{заб}} > 0,75P_{\text{нас}}$) работает 86 (55%) анализируемых скважин. С забойными давлениями ниже $1,2P_{\text{нас}}$ ($P_{\text{заб}} < 1,2P_{\text{нас}}$) работают 26 (17%) скважин.

В основном скважины работают с забойными давлениями выше давления насыщения (55%). По этому фонду скважин мероприятия по регулированию параметров откачки (увеличение длины хода плунжера, числа качаний, в некоторых случаях смена насоса на больший диаметр) могут оказаться эффективными для поддержания оптимального режима работы и реализации потенциальных возможностей продуктивных скважин. Данные мероприятия необходимо рассматривать совместно с мероприятиями по снижению или предотвращению роста обводнённости скважин.



Подытоживая вышеуказанные показатели с учетом большего количества фонда скважин с высокими показателями $K_{\text{подачи}}$ и $K_{\text{наполнения}}$ насоса, а также эксплуатируемые в оптимальном диапазоне забойных давлений, на месторождении Асар рекомендуется применение УПШН с насосами 38 и 44 диаметра, как наиболее эффективными.

Для выбора рекомендуемого способа эксплуатации месторождения Асар необходимо рассмотреть различные способы эксплуатации скважин.

6.1.1 Предельные давления фонтанирования и условия перевода скважин на механизированную добычу.

Технологические условия эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и заданных условий эксплуатации скважин, рекомендуемого варианта разработки. Анализ данных эксплуатации скважин позволил выделить основные условия, характерные для данного месторождения и влияющие на выбор способа эксплуатации.

Минимальное забойное давление фонтанирования находим по формуле:

$$P_{\text{забтmin}} = P_{\text{нас}} + (L_c - H_{\text{бmax}}) \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot 10^{-6} ;$$

где:

$P_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом (среднее по месторождению);

L_c – средняя глубина скважины;

$H_{\text{бmax}}$ – максимальная глубина спуска НКТ;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность пластовой нефти;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность дегазированной нефти



Исходные данные для расчета минимальных забойных давлений при заданном устьевом давлении представлены в таблице 6.1.4.

Таблица 6.1.4- Исходные данные для расчета минимальных забойных давлений

№ объекта	Горизонт	Блок	Глубина скв., м	Пластовое давление, Мпа	Давление насыщения, МПа	Газосодержание, м3/т	Плотность нефти в пл усл, г/м3	Плотность нефти в пл усл, кг/м3	Плотность дегаз. нефти при 20° С, г/м³	Плотность дегаз. нефти при 20° С,	Плотность воды в пл. усл, г/м3	Плотность воды в пл.	Обводнёность %	Диаметр НКТ, мм
Основные объекты разработки														
1	Ю-IVБ	I	1760	17,8	14,9	106,3	0,7383	738,3	0,8727	872,7	1,083	1083	65,4	73
	Ю-IVB			17,8										
2	Ю-VIA	I	1876	17,8	12,2	82,4	0,765	765	0,857	857	1,099	1099	40	73
	Ю-VIB			17,6										
3	Ю-IXБ ₁	I	2050	20,1	14,2	96,2	0,7523	752,3	0,8564	856,4	1,064	1064	65,3	73
	Ю-IXБ ₂			20,1										
	Ю-IXБ ₃			20,1										
4	Ю-ХА	I	2055	21,4	11,3	72,8	0,7396	739,6	0,8664	866,4	1,081	1081	83	73
	Ю-ХА'			21,4										
5	Ю-ХБ ₁	I	2155	21,4	11,3	72,8	0,7396	739,6	0,8664	866,4	1,081	1081	81,8	73
	Ю-ХБ ₂			21,4										
	Ю-ХБ ₃			21,4										
	Ю-ХБ ₃	II	2175	21,4	12,1	78,7	0,7556	755,6	0,8647	864,7	1,081	1081	90	73
6	Ю-XI	I	2240	22,6	10,1	69,3	0,757	757	0,85	850	1,111	1111	78,3	73
	Ю-XI	II		22,6										
7	Ю-IIIБ	II	1735	16,2	12,7	94,3	0,7572	757,2	0,8682	868,2	1,086	1086	50	73
8	Ю-IVБ	II	1770	19,2	13,1	93,9	0,745	745	0,8768	876,8	1,086	1086	53,9	73
9	Ю-IXБ ₁	II	2061	20,6	13,5	100,05	0,7398	739,8	0,8474	847,4	1,062	1062	58,6	73
	Ю-IXБ ₂			20,6										
	Ю-IXБ ₃			20,6										
10*	Ю-IXБ ₃	II	2110	22,6	13,5	100,05	0,7398	739,8	0,8474	847,4	1,062	1062	20	73
11	Ю-ХА ₁	I	2125	21,4	11,7	75,7	0,7556	755,6	0,8647	864,7	1,081	1081	70,3	73
	Ю-ХА ₁	II		21,4										
Возвратные объекты разработки														
1	Ю-IIА	I	1620	16,2	13,2	103,5	0,753	753	0,868	868	1,086	1086	63	73
2	Ю-IIБ		1640	16,2	13,2	103,5	0,753	753	0,868	868	1,086	1086	92	73
3	Ю-IIIА		1690	16,2	16,1	115,1	0,764	764	0,8794	879,4	1,086	1086	50,8	73
	Ю-IIIБ			16,2										
4*	Ю-VA		1795	19,2	13,9	78,4	0,789	789	0,8727	872,7	1,05	1050	40	73
5*	Ю-VIIБ ₂		1925	19,2	13,9	78,4	0,789	789	0,874	874	1,05	1050	22	73
6*	Ю-VIIIА		1950	19,2	13,9	78,4	0,789	789	0,874	874	1,05	1050	25	73
7	Ю-IXА		2010	20,6	14,2	96,2	0,7523	752,3	0,8564	856,4	1,064	1064	82	73
8*	Ю-IIIА	II	1730	16,2	12,7	94,3	0,7572	757,2	0,8682	868,2	1,086	1086	0	73

Обоснование предельных условий фонтанирования скважин

Для выбора рекомендуемого способа эксплуатации необходимо рассматривать, начиная с самого экономически выгодного – фонтанного. Фонтанирование скважин обусловлено гидростатическим напором пласта и энергией выделившегося из нефти газа. Фонтанный способ эксплуатации является наименее затратным и наименее трудоёмким



способом извлечения нефти из скважин с использованием естественной пластовой энергии. Но при недостаточном наборе факторов, обуславливающих стабильное фонтанирование, как-то: высокие пластовое давление, газовый фактор, коэффициент продуктивности скважин – достижение проектных дебитов фонтанным способом не будет обеспечено. В том случае, когда режим пласта не позволяет поддерживать приемлемый отбор, а в ряде случаев вообще не обеспечивает приток пластовых флюидов к скважине, необходим перевод скважин на механизированную добычу.

Правильность эксплуатации и обеспечение более длительного и бесперебойного фонтанирования скважин заключается в том, чтобы обеспечить оптимальный дебит при возможно меньшем газовом факторе с минимальными потерями давления в подъемнике (фонтанирование на оптимальном режиме). Для создания таких условий фонтанирования и определения условий перевода скважин на механизированную добычу, необходимо оценить предельные (минимальные) давления фонтанирования скважин (при условиях $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ и $P_{\text{заб}} \geq P_{\text{нас}}$) и предельную обводненность (при которой скважины прекращают фонтанировать), а также обосновать выбор соответствующего наземного и подземного оборудования.

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

Определение и установление оптимальных режимов работы добывающих скважин основывается на согласовании работы пласта и подъёмника, определяемое в результате расчёта гидродинамического движения газожидкостного потока в подъёмных трубах.

В зависимости от соотношений устьевых и забойных давлений, дебитов, газового фактора и пр. в скважинах будут устанавливаться необходимые технологические режимы путем переключения их на соответствующее давление на устье (с использованием штуцеров различных диаметров).

Для определения условий фонтанирования скважин в начальный период эксплуатации произведены расчеты по аналитическому методу «Расчеты в добыче нефти» 1989г. И.Т. Мищенко).

Минимальное давление на забое скважины, обеспечивающее процесс фонтанирования при заданных условиях составляет 12,69-16,15 МПа. При увеличении обводненности эффективный газовый фактор пропорционально уменьшается, а оптимальный удельный расход газа несколько увеличивается за счет увеличения плотности водонефтяной смеси. Таким образом, при увеличении обводненности минимально необходимое для фонтанирования давление на забое скважины увеличивается.

Результаты произведённых гидравлических расчётов отображены в таблице 6.1.5



Таблица 6.1.5- Предельные условия фонтанирования при Руст. 0,5; 1,5; 2,5 МПа

Таблица 6.11. Предельные условия формирования при Руст 0,5; 1,5; 2,5 МПа																			
№ объекта	Горизонт	Блок	Коэф. Растворимости, α, 1/МПа	Гэф м3/т при Руст			рн	Глубина где давление равно Рнас, h, м при Руст			Макс. Глубина спуска колонны НКТ, Нбтах, м при Руст			Рзабтпн, МПа, при Руст			Предельная обводненность В, % при Руст		
				0,50	1,50	2,50		0,50	1,50	2,50	0,50	1,50	2,50	0,50	1,50	2,50	0,50	1,50	2,50
Основные объекты разработки																			
1	Ю-IVБ Ю-IVB	I	6,27	17,77	16,53	15,28	805,50	1822,33	1695,78	1569,23	2252,45	1981,93	1569,23	11,33	13,29	14,75	57,93	49,60	43,39
2	Ю-VIA Ю-VIB	I	5,84	23,70	21,66	19,61	811,00	1470,60	1344,91	1219,22	1968,99	1667,57	1219,22	11,50	13,76	15,40	51,76	43,39	36,95
3	Ю-IXБ ₁ Ю-IXБ ₂ Ю-IXБ ₃	I	5,84	16,10	14,92	13,73	804,35	1736,23	1609,50	1482,76	2124,32	1864,57	1482,76	13,65	15,57	17,01	56,60	47,93	41,49
4	Ю-ХА Ю-ХА'	I	5,63	5,91	5,36	4,81	803,00	1371,01	1244,06	1117,12	1517,76	1333,08	1117,12	15,20	16,54	17,66	58,10	47,09	38,77
5	Ю-ХБ ₁ Ю-ХБ ₂ Ю-ХБ ₃	I	5,63	9,39	8,51	7,63	803,00	1371,01	1244,06	1117,12	1593,07	1380,58	1117,12	15,38	16,92	18,15	55,72	45,35	37,47
	Ю-ХБ ₃	II	5,67	3,77	3,44	3,12	810,15	1459,57	1333,74	1207,92	1558,74	1394,35	1207,92	16,67	17,89	18,96	61,70	50,69	42,40
6	Ю-ХI Ю-ХI	I II	5,89	7,14	6,39	5,64	803,50	1217,91	1091,05	964,18	1384,39	1189,58	964,18	16,45	17,90	19,09	57,39	46,09	37,24
7	Ю-IIIБ	II	6,50	22,64	20,77	18,90	812,70	1530,24	1404,81	1279,38	2019,38	1723,53	1279,38	10,59	12,79	14,38	55,45	47,10	40,61
8	Ю-IVБ	II	6,33	20,81	19,15	17,48	810,90	1583,92	1458,22	1332,51	2047,37	1761,05	1332,51	11,07	13,17	14,70	55,60	47,16	40,71
9	Ю-IXБ ₁ Ю-IXБ ₂ Ю-IXБ ₃	II	6,33	19,94	18,39	16,85	793,60	1669,83	1541,38	1412,93	2124,96	1839,80	1412,93	13,04	15,11	16,63	54,84	46,37	39,99
10*	Ю-IXБ ₃	II	6,33	38,53	35,54	32,55	793,60	1669,83	1541,38	1412,93	2436,77	2057,11	1412,93	11,13	13,88	15,79	48,01	40,89	35,49
11	Ю-ХА ₁ Ю-ХА1	I II	5,64	10,76	9,79	8,82	810,15	1409,24	1283,41	1157,59	1662,60	1441,22	1157,59	15,13	16,77	18,06	56,47	46,49	38,86
Возвратные объекты разработки																			
1	Ю-IIA	I	6,86	18,42	16,96	15,49	810,50	1597,28	1471,51	1345,74	2017,88	1745,50	1345,74	10,26	12,27	13,76	58,92	50,35	43,71
2	Ю-IIБ		6,86	3,98	3,67	3,35	810,50	1597,28	1471,51	1345,74	1704,92	1538,71	1345,74	12,72	13,95	15,02	66,77	56,61	48,81
3	Ю-IIIА Ю-IIIБ		6,33	27,43	25,66	23,89	821,70	1935,27	1811,22	1687,16	2567,89	2244,40	1687,16	9,52	11,94	13,66	57,60	50,23	44,73
4*	Ю-VA		4,96	22,67	20,96	19,26	830,85	1644,04	1521,35	1398,66	2151,65	1858,17	1398,66	11,14	13,41	15,05	52,65	44,59	38,56
5*	Ю-VIII ₂		4,97	29,47	27,25	25,04	831,50	1642,76	1520,16	1397,57	2268,24	1939,37	1397,57	11,24	13,79	15,58	50,08	42,55	36,91
6*	Ю-VIIIА		4,97	28,33	26,20	24,07	831,50	1642,76	1520,16	1397,57	2249,26	1926,03	1397,57	11,58	14,09	15,86	50,50	42,89	37,18
7	Ю-IXА		5,84	8,35	7,74	7,12	804,35	1736,23	1609,50	1482,76	1954,98	1750,44	1482,76	14,61	16,12	17,34	60,63	51,09	44,04
8*	Ю-IIIА	II	6,50	45,28	41,54	37,79	812,70	1530,24	1404,81	1279,38	2365,40	1964,16	1279,38	7,98	10,96	13,00	47,57	40,67	35,30

Из результатов произведённых расчётов следует, что минимальные забойные давления для фонтанирования скважин в целом по месторождению по основным объектам обеспечиваются:

- при устьевом давлении $P_y=0,5$ МПа - $P_{\text{заб.}min} = 10,59 - 16,67$ МПа;
- при устьевом давлении $P_y=1,5$ МПа - $P_{\text{заб.}min} = 12,79 - 17,90$ МПа;
- при устьевом давлении $P_y=2,5$ МПа - $P_{\text{заб.}min} = 14,38 - 19,09$ МПа.

Минимальные забойные давления для фонтанирования скважин в целом по месторождению по возвратным объектам обеспечиваются:

- при устьевом давлении $P_y=0,5$ МПа - $P_{\text{заб.}min} = 7,98 - 14,61$ МПа;
- при устьевом давлении $P_y=1,5$ МПа - $P_{\text{заб.}min} = 10,96 - 16,12$ МПа;
- при устьевом давлении $P_y=2,5$ МПа - $P_{\text{заб.}min} = 13,00 - 17,34$ МПа.

Предельная обводненность, при которой возможно фонтанирование, для условия, когда $R_{\text{заб.}} < R_{\text{нас.}}$ по основным объектам обеспечивается:

- при устьевом давлении $P_y=0,5$ МПа - $B = 48,01 - 61,70\%$;
- при устьевом давлении $P_y=1,5$ МПа - $B = 40,89 - 50,69\%$;
- при устьевом давлении $P_y=2,5$ МПа - $B = 35,49 - 43,39\%$.

Предельная обводненность, при которой возможно фонтанирование, для условия, когда $R_{\text{заб.}} < R_{\text{нас.}}$ по возвратным объектам обеспечивается:

- при устьевом давлении $P_y=0,5$ МПа - $B = 47,57 - 66,77\%$;
- при устьевом давлении $P_y=1,5$ МПа - $B = 40,67 - 56,61\%$;
- при устьевом давлении $P_y=2,5$ МПа - $B = 35,30 - 48,81\%$.

Расчёты показали, что с увеличением обводнённости более 67 % минимальные давления фонтанирования возрастают до значений, при которых создаются низкие депрессии и, соответственно, дебиты. Фонтанирование становится не рентабельным.

Учитывая низкие значения давления насыщения до 10,1 МПа, при пластовом давлении = 16,2 МПа эксплуатация скважин будет происходить с забойными давлениями выше $P_{\text{нас.}}$, продолжительность фонтанирования скважины будет ограничена, а для обеспечения проектных дебитов следует эксплуатировать скважины механизированным способом.

6.1.2 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин

Обоснование выбора устьевого оборудования фонтанных скважин

Оборудование устья фонтанных нефтяных скважин должно состоять из колонной головки и фонтанной арматуры.



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

Фонтанная арматура предназначена для герметизации устья нефтяных и газовых скважин, подвески скважинных трубопроводов, контроля и регулирования работы скважины, проведения необходимых технологических операций, перекрытия потока рабочей среды и позволяет эксплуатировать скважину в фонтанном и нагнетательном режимах, а также откачивания рабочей среды с помощью электропогружных и штанговых насосов.

Фонтанная арматура включает *устьевую ёлку и трубную обвязку*.

По типовой схеме в состав тройниковой фонтанной ёлки входит: манометр с запорным и разрядными устройствами; запорное устройство; тройник; переводник трубной головки; дроссель; ответный фланец.

Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы

По типовой схеме в состав трубной обвязки фонтанной арматуры входит: ответный фланец, запорное устройство, трубная головка, манометр с запорным и разрядными устройствами.

Установленная фонтанная арматура позволяет проводить исследования скважин через лубрикатор. Применение таких типов фонтанных арматур соответствует условию эксплуатации скважин, пластовым давлениям и создаваемым давлениям на устьях скважин.

Фонтанная арматура выбирается (по условиям принятого варианта разработки и условиям эксплуатации месторождения) «АФК1-80/65×70 ГОСТ 13846-2003 диаметром проходного сечения ствола 80 мм, боковых отводов 65мм рассчитанная на рабочее давление 70 МПа.

Обоснование выбора внутрискважинного оборудования.

Рассчитать газожидкостный (фонтанный) подъёмник — это значит выбрать его диаметр, длину и оптимальный режим работы, соответствующий промысловым условиям. Для таких расчётов используется графический метод, в основе которого лежат кривые изменения давления по колонне НКТ, $P=f(H)$ для труб различного диаметра, при различных дебитах.

По полученным зависимостям $P=f(H)$ строятся характеристические кривые работы подъёмника, т.е. изменение забойного давления (на башмаке подъёмника) от дебита при фиксированных значениях устьевых давлений.



Основным критерием при выборе компоновки НКТ и режима работы скважины является достижение минимальных потерь давления при движении флюида по колонне НКТ, т.е. перепад давления по длине подъёмника должен быть минимальным, а его пропускная способность и соответственно добыча максимально возможной.

По расчету при спуске насосно-компрессорных труб до заданной глубины (см. таблицу 6.1.5), согласно технологическим условиям эксплуатации в добывающих скважинах месторождения Асар наиболее удовлетворяет компоновка подъёмника с условным диаметром 73 мм, т.к. является более эффективной, позволяя пропускать значительные объёмы жидкости с минимальными потерями давления. Компоновка НКТ диаметром 73 мм по стоимости обходится дешевле компоновки НКТ диаметром 89 мм, наиболее рекомендуемый вариант- это применение НКТ диаметром 73 мм.

Однако для каждой конкретной скважины (особенно при обводнённой продукции) спуск колонны НКТ большого диаметра обуславливается рентабельностью, если это не определяется другими более приоритетными факторами (необходимость спуска через колонну НКТ оборудования и приборов большого диаметра, и т.п.).

Выбор компоновок лифтовой колонны (размер и длина секций) основаны на том, что они обеспечивают:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности и пакер);
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут производиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб приближенным к интервалам перфорации (≈ 50 м), обусловлено тем, что при этом уменьшается риск эрозии башмака колонны песком, по сравнению с прямым воздействием поступающего из пласта флюида, при расположении НКТ сразу над интервалом перфорации и особенно перекрывая его. Кроме того, при отсутствии хвостовика (труб меньшего диаметра под пакером) и спуск НКТ над перфорацией не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ.

Всё оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из материала в соответствии с условиями работы скважин.

При переводе скважин с фонтанной на механизированный способ добычи при снижении пластового давления, с увеличением обводненности продукции скважин,



применяемые подъемные трубы можно использовать и в дальнейшем с соответствующим внутрискважинным оборудованием

Решая вопрос выбора способа добычи нефти, необходимо отметить, что фонтанный способ является наиболее производительным, простым и зачастую самым дешёвым способом эксплуатации скважин. Однако не всегда скважины на месторождении с вводом в эксплуатацию обеспечивают фонтанный приток, а в ряде случаев фонтанный способ не реализует потенциальные возможности скважин. В этом случае скважины переводят на механизированные способы добычи нефти.

6.1.3 Выбор механизированного способа эксплуатации скважин

Механизированный способ добычи нефти реализуется, в основном двумя видами:

- газлифтный (бескомпрессорный и компрессорный);
- насосный (установки плунжерных штанговых глубинных насосов (УПШН), электроцентробежных насосов (УЭЦН), винтовых штанговых насосов (УВШН) и др.).

Выбор наиболее предпочтительного способа механизированной эксплуатации определяется глубиной залегания продуктивного горизонта, продуктивностью скважины, совокупностью осложнений характерных для эксплуатации конкретной скважины, а также экономической целесообразностью внедрения того или иного вида оборудования.

Результаты расчетов показали, что фонтанные скважины, с учетом падения пластового давления и увеличения обводненности, будут планомерно, переводится на механизированный способ добычи. Реализовать потенциальные возможности скважины представляется возможным, оказывая достаточно высокую депрессию на пласт. На основании прогнозируемых отборов производится оценка возможности достижения прогнозных дебитов располагаемым оборудованием механизированной добычи.

Область применения насосной установки — это совокупность режимов и параметров ее работы, обеспечивающих заданный отбор жидкости с достижимой глубины с учетом технических характеристик.

Механизированный способ добычи нефти реализуется, в основном двумя видами:

- газлифтный (бескомпрессорный и компрессорный);
- насосный (установки плунжерных штанговых глубинных насосов (УПШН), электроцентробежных насосов (УЭЦН), винтовых штанговых насосов (УВШН) и др.).

Газлифтный способ скважин осуществляется благодаря большим капитальным вложениям, затратами на строительство компрессорной станции и газопроводов и при наличии достаточного количества углеводородного газа. На месторождении данный способ эксплуатации не применялся. Газлифтный способ эксплуатации практически не ограничен глубиной скважин, является высокопроизводительным, так как обеспечивает дебит до 1800



т/сут. Его реализация возможна при наличии газа высокого давления, что при необходимости строительства высоконапорной компрессорной станции требует значительных первоначальных капитальных вложений.

Применение данного способа эксплуатации на месторождении Асар признано не рентабельным из-за низких запасов природного газа, нефти и пониженного значения газового фактора необходимого для применения газлифта

В связи с этим **не рекомендуется** эксплуатировать скважины месторождения газлифтным способом.

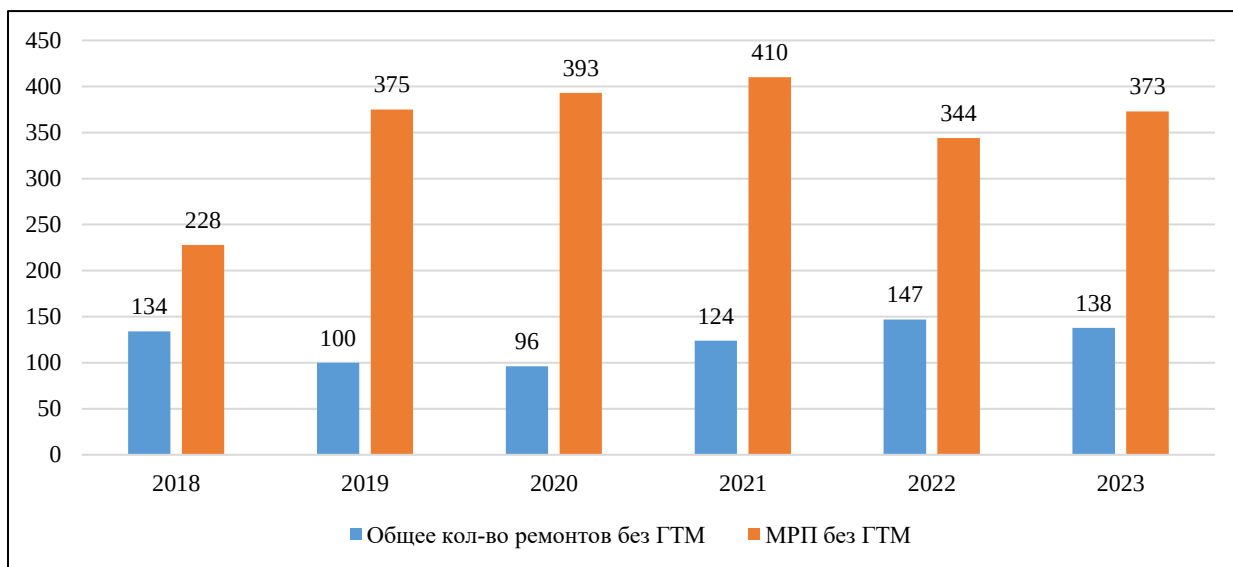


Рисунок 6.1.1– Динамика межремонтного периода добывающих скважин на 01.01.2024г.

На месторождении Асар за 2023 год проведено 138 ремонтов. Межремонтный период составил 373 суток. Основными причинами отказов глубинно-насосного оборудования являются заклини плунжера (77 рем.), отказ НСН (53 рем.), обрыв насосных штанг (35рем.), не герметичность НКТ (22рем.).

Установки винтовых штанговых насосов (УВШН) получили популярность благодаря способности перекачивать флюиды с высоким содержанием твёрдой фазы, по своим свойствам, имеющим сходство с газовым конденсатом с ароматическими соединениями, а также тяжёлые эмульсии и нефти. Установки винтовых насосов имеют диапазон добычи от 1 до 750 м³/сут и работают при высоком содержании воды, устойчивы к песку и абразивам.

Применение УВШН на малodeбитных, низкопродуктивных скважинах не рационально с точки зрения экономии электроэнергии. Низкая продуктивность, малый приток к забою скважины, наличие мехпримесей в откачиваемой жидкости – все это приводит к снижению срока службы рабочей пары винтового насоса и преждевременному отказу ПО.



В связи с этим **не рекомендуется** внедрение винтовых штанговых насосов на месторождении Асар.

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) на месторождении не применяются. Следует отметить, что опытно-промышленные испытания УЭЦН на 3-х скважинах, проведенные на месторождении Жетыбай и Асар ПУ «ЖМГ», не показали прогнозируемого эффекта, так как привели к быстрому росту обводненности добываемой продукции скважин, незначительному росту МРП по сравнению с УПШН и к большим затратам.

Следует учесть, что эффективность внедрения УЭЦН также может быть снижена из-за возможного влияния высоких температур ($>90^{\circ}\text{C}$) на работу оборудования и высокого газосодержания продукции. При добыче высоковязкой нефти работа УЭЦН характеризуется существенным снижением КПД насоса. ЭЦН чувствительны к системе охлаждения и температурному режиму. При откачке газонасыщенных смесей КПД насоса значительно уменьшается.

Для УЭЦН также характерна низкая надежность работы кабеля и погружного электродвигателя, особенно в скважинах с высокими температурами.

Высокие показатели по наработке зависят от многих условий, к основным из которых относятся конструктивное совершенство оборудования, качество изготовления, сборки, монтажа, правильный подбор оборудования и материалов с учетом условий эксплуатации, соблюдение технологии запуска и эксплуатации системы «пласт – скважина – насосная установка». Существенное влияние на показатели наработки УЭЦН оказывают различные осложняющие факторы, такие как коррозия, вынос мехпримесей, отложение солей, высокий газовый фактор и др.

На период разработки и эксплуатации, из-за рисков обводнения скважин внедрение УЭЦН не рекомендуется.

Установки плунжерных штанговых насосов (УПШН)

На текущий период фонд скважин месторождения Асар эксплуатируется УПШН.

УПШН применяемые на практике во всех месторождениях обеспечивает диапазон добычи от 1 до $150\text{ м}^3/\text{сут}$. Штанговые насосы находят широкое применение, т. к. просты по конструкции, хорошо изучены большинством операторов и могут быть рекомендованы для эксплуатации низко- и средне дебитных скважин.

Эксплуатация плунжерными штанговыми насосами в средне- и низкопродуктивных скважинах остаётся технически оправданной и экономически достаточно эффективной. Выбор оборудования и оптимизация параметров работы УПШН обычно производятся



индивидуально по конкретной скважине в зависимости от дебита, обводнённости, газосодержания, давления насыщения, глубины залегания продуктивного пласта и др.

Для выбора компоновки ПО добывающих скважин рекомендуется программные комплексы. Правильная компоновка штанг минимизирует отказы скважин.

При эксплуатации УПШН рекомендуется использовать трубные насосы ННШ диаметром 38, 44, 57 мм, которым соответствуют насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм, двухступенчатая колонна штанг диаметром 7/8" и 3/4". Режим откачки предпочтительно длинноходовый, низкочастотный.

В условиях высокого содержания газа в нефти и эксплуатации со сниженными относительно $P_{\text{нас}}$ забойными давлениями оснащение приёма насосов газозащитными средствами обязательно.

Из 226 скважин, где проводились подземные ремонты, 87 скважин состоят в часто ремонтируемом фонде. Для снижения количества отказов ГНО по не герметичности НКТ, обрыва штанг, отказов и заклинивания насосов на скважинах ЧРФ необходимо применение защитных устройств, таких как фильтры различных конструкций.

Эксплуатация добывающих скважин плунжерными штанговыми насосами остаётся технически оправданной и экономически достаточно эффективной по сравнению с другими способами эксплуатации. Поэтому рекомендуется продолжить эксплуатацию скважин с использованием УПШН.

Характеристика показателей эксплуатации скважин представлена в таблице 6.1.6.

Таблица 6.1.6-Показатели скважин по способам эксплуатации 2019-2023 гг.

Способ эксплуатации	Показатели	Годы				
		2019	2020	2021	2022	2023
Фонтан	Ввод скважин					
	Средний экс/фонд	2	1	2	1	2
	Дебит по жидкости м3/сут	57,65	87,05	40,81	48,86	13,33
	максимальный	59,15		72,6		13,33
	минимальный	56,14		8,99		0
	Средняя обводненность, %	65	94	62	87,6	82
УПШН	Ввод скважин					
	Средний экс/фонд	117	140	166	188	195
	Дебит по жидкости м3/сут	28,54	23,39	27,74	21,53	17,41
	максимальный	161,40	96,05	69,41	82,93	68
	минимальный	1,00	1,00	10,71	0,93	0
	Средняя обводненность, %	66,4	61,5	49	61	46



Выводы и рекомендации

- ✓ По состоянию на 01.01.2024 г. эксплуатационный фонд месторождения Асар составляет 197 скважин, в том числе действующих – 157, в бездействии – 40.
- ✓ К нагнетательному эксплуатационному фонду относятся 85 скважин в том числе к действующему 60, бездействующему 24 и в освоении 1 скважина №238.
- ✓ Основными причинами бездействия добывающих скважин являются: геологическая – обводнение, техническая – дефект эксплуатационной колонны. Основными причинами бездействия нагнетательных скважин является: техническая – дефект эксплуатационной колонны и авария с ПО.
- ✓ Фонтанным способом эксплуатируется две скважины. Фонтанная скважина №493 эксплуатируется средним дебитом жидкости 13,33т/сут, нефти-2,08т/сут и обводненностью продукции 82%. Скважина №763 находится в простое с 12.12.2023г. на капитальном ремонте с целью возврата на другой горизонт.
- ✓ Добывающие скважины в основном эксплуатируются механизированным способом - установками плунжерного штангового насоса (УПШН).
- ✓ Подземное оборудование УПШН состоит из глубинных трубных насосов типа ННШ и НН- с диаметром 32, 38, 44; 57 и 70 мм; 25-150-RHAM; 25-175- RHAM; 2СП/Б -Д -44; вставных типа НВ1Б диаметром 32, 38 и 44 мм, напором 1500 м, насосно-компрессорных труб (НКТ) 73 мм, и двухступенчатой колонной насосных штанг с диаметром 19 и 22 мм. Средняя глубина спуска НКТ от 100 до 2048 м.
- ✓ Работа скважин характеризуется средними дебитами жидкости 17,4 м3/сут, нефти 6,74 т/сут. Обводнённость продукции в среднем составляет 46 %.

Рассматривая различные способы эксплуатации, можно сделать следующие выводы:

- ✓ На данный период разработки скважины целесообразно эксплуатировать механизированным способом добычи нефти, добывные возможности которого обеспечивают проектные уровни добычи нефти.
- ✓ Минимальное давление на забое скважины, обеспечивающее процесс фонтанирования при заданных условиях по основным объектам обеспечиваются:
 - -при устьевом давлении $P_y=0,5$ МПа - $P_{заб.min} = 10,59 – 16,67$ МПа;
 - -при устьевом давлении $P_y=1,5$ МПа - $P_{заб.min} = 12,79 – 17,90$ МПа;
 - -при устьевом давлении $P_y=2,5$ МПа - $P_{заб.min} = 14,38 – 19,09$ МПа.
- ✓ Минимальные забойные давления для фонтанирования скважин в целом по месторождению по возвратным объектам обеспечиваются:
 - -при устьевом давлении $P_y=0,5$ МПа - $P_{(заб.min)}=7,98-14,61$ МПа;



- -при устьевом давлении $P_y=1,5$ МПа - $P_{(заб.min)}=10,96-16,12$ МПа;
- -при устьевом давлении $P_y=2,5$ МПа - $P_{(заб.min)}=13,00-17,34$ МПа.
- ✓ Результаты расчетов показали, что фонтанные скважины, с учетом падения пластового давления и увеличения обводненности, планомерно, переводятся на механизированный способ добычи.
- ✓ На период фонтанирования условиям эксплуатации удовлетворяют насосно-компрессорные трубы условным диаметром 73 мм. Устье фонтанных скважин рекомендуется оборудовать фонтанной арматурой АФК1-80/65×70 ГОСТ 13846-2003.
- ✓ Эксплуатация скважин газлифтными установками представляется неэффективной и нецелесообразной.
- ✓ Внедрение УВШН и УЭЦН, на данный период эксплуатации для реализации прогнозных уровней добычи представляется неэффективным и нецелесообразным, т. к. на текущий момент ожидаемые дебиты могут быть получены применением установок плунжерных насосов с меньшими капитальными и эксплуатационными затратами.
- ✓ На месторождении выбор оборудования и оптимизация параметров работы УПШН производятся индивидуально по конкретной скважине в зависимости от дебита жидкости, обводнённости, газосодержания.
- ✓ При эксплуатации УПШН рекомендуется использовать вставные и трубные насосы диаметром 32, 38, 44, 57, 70 мм и напором не менее 1500 м, которым соответствуют насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм, двухступенчатая колонна штанг диаметром 7/8" и 3/4".
- ✓ Для выбора компоновки ПО добывающих скважин рекомендуется применять программный комплекс ИС АВАИ.
- ✓ Рекомендуется проводить мониторинг состояния наземного и подземного оборудования.

По рекомендуемому варианту разработки эксплуатации добывающих скважин плунжерными штанговыми насосами остаётся технически оправданной и экономически достаточно эффективной по сравнению с другими способами эксплуатации. Поэтому рекомендуется продолжить эксплуатацию скважин с использованием УПШН.

- ✓ В качестве мер по предотвращению парафиноотложений в подземном оборудовании и истирания НКТ штангами, рекомендуется применение штанговых скребков-центраторов, а также продолжить периодическую промывку подземного оборудования горячей водой.
- ✓ В скважинах где насос работает с влиянием газа рекомендуется: устанавливать на прием насоса хвостовик длиной не менее 200 м и газопесочный якорь;



контролировать повышение затрубного давления; спускать перепускные газовые клапаны вместе с колонной НКТ.

- ✓ Для снижения количества отказов ГНО по не герметичности НКТ, обрыва штанг, отказов и заклинивания насосов на скважинах ЧРФ необходимо применение защитных устройств, таких как фильтры различных конструкций.

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

На месторождении Асар с целью интенсификации (стимуляции) работы скважин проводятся следующие мероприятия: обработки горячей водой (ОГВ) или нефтью (ОГН), обработки пентан-гексановой фракцией (ПГФ), соляно-кислотных обработки (СКО).

С целью устранения осложнений при эксплуатации скважин, на месторождении проводятся работы по химизации технологических процессов добычи нефти:

- для предотвращения отложений неорганических солей на наземном оборудовании месторождения применяются ингибиторы солеотложения;
- для снижения скорости коррозии в системе сбора и транспортировки жидкости применяются ингибиторы коррозии;
- для подавления роста сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) проводятся обработки закачиваемой жидкости в системе ППД с применением бактерицидов.

Тепловые обработки скважин

На месторождении для удаления отложений с нефтепромыслового оборудования используются промывки горячей водой (ОГВ) с добавлением ПАВ типа «Рауан -100» и обработка скважин горячей нефтью (ОГН). С целью определения эффективности проведенных обработок рассчитываются межочистные периоды работы скважин (МОП, которые представлены в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1- Результаты расчета МОП по скважинам

Год	Количество обработок					Количество скважин	Количество обработок в среднем на 1 скважину	МОП, сут
	ОГВ	ОГВ (Рауан)	АДП	ОГН	Всего			
2019	826	471	91	8	1396	97	14	23
2020	822	413	107	7	1349	118	11	33
2021	552	211	104	0	867	136	6	54
2022	1500	190	175	6	1871	155	12	15
2023	1315	312	95	5	1727	159	11	13
Итого	5015	1597	572	26	7210	133	11	28

Как следует из представленных данных, по тепловым обработкам в 2019 г. средний МОП составил 23 суток, 2020г. – 33 суток, 2021г – 54 суток, 2022г - 15 суток, и на 2023г -



13 суток.

В целом, как следует из представленных данных, тепловые обработки позволяют стабилизировать дебиты скважин на непродолжительный период времени и носят профилактический характер.

Пентан-гексановая фракция (ПГФ)

Целью обработки скважин пентан-гексановой фракцией (ПГФ) является очистка подземного оборудования, эксплуатационной колонны и ствола добывающих скважин от асфальтено-смолопарафиновых отложений (АСПО). Действие реагентов основано на частичном растворении и последующим разрыхлении отложений парафина, в результате которого отложения становятся подвижными и выносятся потоком продукции скважин.

За период 2019-2023гг. ПГФ проведены в 7 добывающих скважинах. Оценка проведенного мероприятия определялась по коэффициенту восстановления (Квост). Результаты представлены в таблице 6.2.2.

Таблица 6.2.2- Результаты ПГФ по коэффициенту восстановления

№ п/п	№ скважины	Дата проведения	Qж, м³/сут		Обводнен, %		Qн, т/сут		К _{вос.}
			до	после	до	после	до	после	
1	419	31.03.19	40	40	16	96	29,0	1,4	не вост.
2		19.04.19	38	35	13	13	28,6	26,3	не вост.
3		05.05.19	40	37	15	14	29,4	27,5	не вост.
4	254	05.05.19	47	47	18	12,5	33,3	35,5	2,2
5	416	20.03.19	31	41	98	98	0,5	0,7	0,2
6	761	19.03.19	75	77	9	9	59,0	60,5	1,6
7	479	24.03.23	17	15	28	23	9,8	10	0,2

Как следует из представленных данных, из 7 скважино-операций восстановление отмечается по 4-м скважино-операциям, т.е. обработки скважин ПГФ позволяют восстановить работу скважин.

Из представленных данных таблицы 6.2, проводимое мероприятие позволяет стабилизировать дебит скважины на непродолжительный период и носит профилактический характер.

Соляно-кислотные обработки

Для повышения проницаемости пластов, улучшения их сообщаемости со стволом скважины и увеличению системы трещин или каналов для облегчения притока жидкости и снижения энергетических потерь в ограниченной области пласта на месторождении Асар проводятся в кислотные обработки скважин.

За период 2019 по 2024г. на месторождение было проведено 34 скважино-операций.

Эффективность проведенных обработок определялась по увеличению приемистости нагнетательных скважин. Результаты анализа представлены в таблице 6.2.3.



Таблица 6.2.3– Анализ эффективности проведенных соляно-кислотных обработок нагнетательных скважин в период 2019-2023гг.

Год	Количество обработок		Qпр, м³/сут		Рнаг, МПа		Увеличение Qпр, м³/сут	Продолжительность эффекта, сут
	всего	с эффектом	до	после	до	после		
2019	4	2	99	139	14	14	41	148
2020	4	3	59	77	14	14	17	69
2021	8	2	62	101	13	13	36	247
2022	11	8	32	109	13	14	77	100
2023	7	2	16	101	13	15	85	91
Итого	34	17	53,6	105,4	13	14	51,8	131

За анализируемый период на месторождении проведены 34 скважино-операций соляно-кислотных обработок.

Согласно проведенному анализу, в 17 скважинах наблюдается увеличение приемистости нагнетательных скважин вс 54 до 105 м³/сут (51%), что характеризует успешность проведения кислотных обработок. В 17 скважинах увеличение приемистости не получено, возможно из-за поглощения воды дренируемыми зонами пласта, а неработающие участки так и остаются не обработанными.

В целом, проведение кислотных обработок в нагнетательных скважинах способствует улучшению фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП) и как следствие, увеличению приемистости скважин.

Анализ химизации технологических процессов на наземном оборудовании системы сбора и транспортировки жидкости.

На месторождении по химизации технологических процессов добычи нефти проводились работы:

- по подавлению роста сульфато-восстанавливающих бактерий (СВБ) обработкой закачиваемой жидкости с применением бактерицида «Ранцид-7004»
- защита подземного и наземного оборудования от солеотложения закачкой ингибитора солеотложения «Рандим - 4021».
- с целью снижения скорости коррозии в системе сбора и транспортировки жидкости применением ингибитора коррозии. «Ранкор-1101»

Подавление сульфато-восстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин закачкой бактерицида

Разработка месторождения Асар производится с поддержанием пластового давления (ППД) путем закачки альбсеноманской воды высокого давления, подающейся в продуктивные пласты через нагнетательные скважины, которые подключены блочным кузовым насосным станциям (БКНС-Асар).



Альбсеноманская вода, применяемая в системе ППД на месторождениях Асар не проходит бактерицидную обработку. Наибольшую опасность для нефтяного месторождения представляют сульфатовосстанавливающие бактерии (СВБ), поскольку основным продуктом жизнедеятельности данной группы бактерий является сероводород. Об активности сульфатовосстанавливающих бактерий в пластовых средах обычно судят по образованию сероводорода - основного продукта их жизнедеятельности.

Бактерицид предназначен для подавления СВБ в системе ППД и нефтепромысловом оборудовании. Наиболее эффективным методом борьбы с СВБ считают обработку воды химическими реагентами-бактерицидами.

На месторождении с целью изучения и контроля микробиологической зараженности СВБ промысловых сред в 2021 году проведен мониторинг эффективности применения бактерицида на месторождениях Жетыбай и Асар [1].

Для определения биозараженности были отобраны пробы промысловой воды на предмет содержания СВБ. По результату проведенных исследований следует, высокое содержание СВБ от 10^5 до 10^7 кл/мл содержится в закачиваемых водах системы ППД с альбсеноманской водой (РВС ВНС Асар).

В целях мониторинга эффективности применения реагента-бактерицида «Ранцид-7004» согласно плана-мероприятий была проведена закачка бактерицида на БКНС-Асар из расчета обработки 2 кг/м^3 . В результате исследования положительного эффекта от закачки бактерицида не наблюдается. Положительный эффект получен по адресной закачке через нагнетательные скважины дозировкой 2 и 3 кг/м^3 .

Для более успешного подавления сульфато-восстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин, необходимо вести поиск более эффективных реагентов для условий месторождения Асар, а также рекомендуется проводить мониторинг применения реагента бактерицида.

Защита подземного и наземного оборудования против солеотложения закачкой реагента ингибитора солеотложения.

В результате обводнения добываемой продукции на всех стадиях разработки месторождения происходит образование солевых осадков. Как правило, поверхностные воды не совместимы с подземными водами. В результате смешивания несовместимых вод происходит обильное осадкообразование. На многих объектах месторождения основной по массе тип отложений – сульфат бария, который выпадает сразу после смешения несовместимых вод после замерных установок (ЗУ). Солевые отложения приводят не только к большим затратам в процессе их удаления, но и к значительным потерям в добыче нефти.



Для предотвращения осадкообразования, на месторождении Асар применяется ингибитор солеотложения марки «Рандим-4021», закачиваемым на всех замерных установках путем постоянной дозировки в затрубное пространство скважин.

Защитой наземного оборудования от неорганических солей охвачены объекты ГУ-3, ЗУ- 4, 5, 7, 8, 9 и 10. Для подачи химических реагентов на ГУ установлены БР-2,5 и УДЭ (БР-установка блочная автоматизированная для приготовления и дозировки деэмульсаторов и ингибиторов коррозии).

Закачка ингибитора солеотложения позволяет частично предотвращать накопление и забивание солями нефтесборных коллекторов. Необходимо производить периодический контроль, осуществляемый с помощью установленных на выходном коллекторе из ЗУ специальных катушек. Вскрытие катушек производить с интервалом 30 дней, где показателем эффективности будет наличие отложения солей.

Применение ингибитора коррозии с целью снижения скорости коррозии в системе сбора и транспортировки жидкости.

Коррозия трубопроводов на месторождении протекает в основном по электрохимическому механизму при условии контакта металла трубопроводов с минерализованными водными фазами.

Главная причина высокой коррозионной агрессивности водной фазы промышленных сред – присутствие в ее составе растворенных коррозионно-агрессивных компонентов: углекислого газа, сероводорода и др. Эти компоненты являются ключевыми факторами риска коррозии подземного и наземного оборудования месторождений. Также на процесс коррозии в значительной степени влияют технологические режимы работы (температура, давление, скорость движения жидкости, структура потока, состояние поверхности металла трубопроводов и т.д.

Одним из средств контроля проблем коррозии является применение ингибиторов коррозии. Ингибиторная защита, как разновидность антикоррозионных мероприятий, является методом торможения (снижения скорости) коррозии промышленных трубопроводов.

Для защиты трубопроводов от коррозии системы трубопроводов ВНС Асар, осуществляется подача ингибитора коррозии в крайние скважины № 8, 11, 17, 19, 25 и на прием насоса ВНС месторождения Асар. Общая дозировка со всех точек подачи при работе базового реагента составляет 20 мг/л. Для достижения безопасного уровня скорости коррозии рекомендуется продолжить применение ингибитора коррозии в системе сбора и транспортировки жидкости, т.к. применение ингибиторов способствуют снижению коррозии на технологических объектах.



Необходимо также вести поиск более эффективных ингибиторов коррозии для условий месторождения. С целью прослеживания эффективности ингибитора коррозии рекомендуется регулярно проводить мониторинг применения ингибитора коррозии.

Представлены выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин в таблице 6.2.4 и 6.2.5.

Таблица 6.2.4– Выполнение мероприятий по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин месторождения Асар в период 2019-2023гг.

№ п/п	Виды мероприятий	Объемы применения, скважино-операций	Периодичность, сут.	Примечание
1	ОГВ-ОГН	7210	По мере необходимости	Стабилизируют добычу на непродолжительный период
2	ПГФ	7		
3	СКО нагнета. скважин	34		
4	Закачка ингибитора бактерицида «Ранцид-7004»	БКНС-Асар	Периодичность 6-12 месяцев	Периодичность обработок устанавливается для каждого объекта индивидуально
5	Закачка ингибитора коррозии «Ранкор-1101»	Водозаборные скважины - № 8, 11, 17, 19, 25 и на прием насоса ВНС Асар	Постоянная дозировка	
6	Закачка ингибитора солеотложений «Рандим - 4021»	ГУ-3, ЗУ- 4, 5, 7, 8, 9, 10.	Постоянная дозировка	

Таблица 6.2.5– Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№ п/п	Виды мероприятий	Объемы применения, скв-операции Периодичность, сут.	Примечание
1	ОГВ	По мере выявления осложненных скважин	Применение тепловых обработок носят профилактический характер и их применение следует продолжить.
2	ПГФ		Применение технологии ПГФ позволяют восстановить работу скважин поэтому работы необходимо продолжать
3	СКО нагнета. скважин		Проведение кислотных обработок в нагнетательных скважинах способствует улучшению фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП) и как следствие, увеличению приемистости скважин. Работы по обработки скважин продолжать.
4	Закачка ингибитора бактерицида «Ранцид-7004»	Индивидуальный подход по мере выявления осложнений	Подавления СВБ в системе ППД и нефтепромысловом оборудовании.
5	Закачка ингибитора солеотложений «Рандим-4021»	ГУ, ЗУ и др. объекты по мере выявления осложнений	Предотвращает отложение солей



6	Закачка ингибитора коррозии «Ранкор-1101»	БКНС и др. объекты по мере выявления осложнений	Снижение рисков коррозионных повреждений

Выводы и рекомендации:

1. Продолжить применение тепловых промывок, т.к. тепловые промывки являются профилактическим мероприятием и позволяют восстановить производительность скважин на непродолжительный период.
2. Кислотные обработки нагнетательных скважин являются эффективным методом восстановления их приемистости, следовательно, продолжить их применение.
3. Для защиты нефтепромыслового оборудования продолжить применение ингибитора коррозии на ВНС м. Асар и в водозаборных скважинах, т.к. он способствует снижению скорости коррозии, при этом необходимо вести поиск более эффективных ингибиторов коррозии для условий месторождения.
4. Проводить постоянный мониторинг эффективности применения ингибиторов солеотложения, периодический контроль, осуществляемый с помощью установленных на выходном коллекторе ЗУ из специальных катушек, где показателем эффективности будет наличие или отсутствие отложения солей. Закачку ингибиторов производить на объектах на основе химического состава попутно-добываемых вод и определения «несовместимых» вод. Также необходимо вести поиск более эффективных ингибиторов коррозии для условий месторождения.
5. На основании проведенных работ по мониторингу закачки бактерицида недропользователю улучшить эффективность применения бактерицида, в т.ч. инициировать подбор новых более эффективных бактерицидов и во избежание эффекта «привыкания» бактерицида чередовать обработки разных типов реагента-бактерицида.

6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

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

- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта;
- нефтесборные коллектора должны быть оснащены скребками для



периодического контроля и очистки трубопроводов;

– все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

В соответствии с «ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», технологический комплекс сооружений по подготовке нефти должен, как правило, обеспечивать:

- глубокое обезвоживание нефти;
- обессоливание;
- снижение упругости паров товарной нефти;
- прием некондиционной нефти и подачу ее на повторную подготовку;
- повторное использование реагента и тепла дренажных вод путем возврата их в начало процесса.

Технологическая схема процесса подготовки нефти должна обеспечивать:

- полную герметизацию процесса подготовки нефти;
- требуемое качество товарной нефти;
- гибкость и маневренность работы установки;
- возможность освобождения аппаратуры и трубопроводов при ремонтах и аварийных остановках;
- использование тепла продукции скважин;
- возможность использования оборудования в блочно-комплектном исполнении.

Эксплуатацию месторождения Асар ведет ЦДНГ-3 производственного управления «Жетыбаймунайгаз» (ПУ «ЖМГ»).



По состоянию на 01.01.2024 г. эксплуатационный фонд добывающих скважин месторождения Асар составляет 197 скважин, в том числе действующих скважин – 157, бездействующих – 40. Каждая скважина оснащена устьевым оборудованием, выкидными линиями, запорной и регулирующей арматурой, приборами контроля и средствами автоматизации.

В основе существующей системы технологии сбора и подготовки добываемой нефти заложена однотрубная лучевая герметизированная система, состоящая из индивидуальных для каждой скважины выкидных линий, замерной установки (ЗУ-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12) типа «Спутник БП-40», участка нефтесборного коллектора до групповой установки (ГУ), групповые установки (ГУ Асар-1, 2, 3), где производится первичная подготовка нефти.

Действующая система транспортировки добываемой продукции представляет собой разветвленную сеть трубопроводов различного диаметра (Ду-200 мм – осевые, Ду-150 мм – сточные и Ду-100 мм – выкидные линии). Длина выкидных линий добывающих скважин изменяется от 58 до 2036 м, и в среднем составляет 484 м. Работа системы промыслового сбора на месторождении в значительной мере осложнена специфическими особенностями высокопарафинистых нефтей (от 19,8 до 23%) и асфальто-смолистых веществ (14-20%), застывающих при плюсовой температуре, которая в среднем по месторождению составляет +34,4 °С. Это приводит к уменьшению диаметра труб, увеличению давления в системе нефтесбора и осложнениям в работе нефтепромыслового оборудования. Для предотвращения застывания нефти в выкидных трубопроводах на устье удаленных и малодебитных скважин производится подогрев нефтегазовой смеси с использованием устьевых подогревателей типа УН-02 и ННУ-0,2, также применяют различные химические реагенты.

Технологический процесс системы сбора и транспорта добываемой продукции осуществляется следующим образом.

Нефтегазовая смесь со скважин по отдельным выкидным линиям Ду-100 мм за счет избыточного давления на устье поступает на АГЗУ типа Спутник БП-40, где производится индивидуальный поочередной замер дебита каждой скважины. К каждой замерной установке подключаются не более 14 скважин. Перечень групповых и замерных установок месторождения Асар представлен в таблице 6.3.1.

Таблица 6.3.1– Перечень групповых и замерных установок

Месторождение	ГУ	ЗУ
Асар	ГУ-1	ЗУ-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10
	ГУ-2	-
	ГУ-3	ЗУ-9, 11, 12



Распределение технологического оборудования, установленного на ГУ месторождения Асар представлена в таблице 6.3.2.

Таблица 6.3.2- Распределение технологического оборудования, установленного на ГУ месторождения Асар

Объект	Технологические оборудование						
	Насосы НБ-125	Буферные емкости V-80 м ³	Газосепаратор	Спутник Б-40	БР-2,5	Дренажная емкость	
						ЕПП-16м ³	ЕПП-8м ³
ГУ-1	6	2	1			1	
ГУ-2	7	2	1				1
ГУ-3	4	2	2	1	1	1	
Итого	17	6	4	1	1	3	

Текущее состояние системы сбора продукции месторождения Асар показаны в таблице 6.3.3.

Таблица 6.3.3– Текущее состояние системы сбора продукции

Техническое описание системы сбора продукции						
Горизонт (объект)	Кол-во скв.	Тип системы сбора	Длина выкидных линий, м	Диаметр трубопровода, мм	Материальное исполнение	Рабочее давление, МПа
Ю-II "А" (13)	5	Однотрубная лучевая герметизированная система: скважина-3У/ГУ	2830	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-IV (1)	11		5791	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-IV (9)	14		8700	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-VI "Б" (2)	11		4475	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-IX "Б" (4)	39		18117	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-X "А" (5)	9		2257	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-X "Б" (19)	3		916,5	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-XI (6)	5		1833	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-III "Б" (8)	11		6092	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-IX "Б" (10)	18		12002	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-X "А ₁ " (11)	14		4140	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-II "Б" (14)	2		1139	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-III "А"+"Б" (15)	5		1723	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-IX "А" (18)	10		3986	100-95	СПТ	до 0,5

Измерение дебита жидкости скважин счетчиком TOP в Спутнике производится с периодичностью 3-4 часа. Промысловый поток после замера предварительно подогревается в печи подогрева УН-02МЗ и ННУ-0,2, далее общий поток продукции направляется на первичную подготовку нефти на ГУ Асар-1. Отбор проб на устье скважин для определения процента обводненности осуществляется работниками ЦНИПР, далее лабораторным способом определяют обводненность нефти.

Нефтегазовая смесь со Спутников и с близлежащих добывающих скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает в буферные емкости V-80 м³ на ГУ-Асар-1, где происходит частичное разделение газа от нефти. Далее газ, выделившийся из буферных емкостей, поступает на газовый сепаратор марки НГС-11-16 для отделения от остаточного содержания нефти и газа. Выделившейся газ с газосепаратора марки НГС-11-16 проходит



через ГРП и подается на собственные нужды в качестве топлива для печей подогрева типа ННУ-0,2 и УН-0,2МЗ, расположенных на устьях скважин, и на печи подогрева типа ПП-1,6, которые расположены на ГУ.

Нефтяную эмульсию из буферных емкостей откачивают поршневыми насосами НБ-125 на печи подогрева ПП-1,6, где она нагревается до температуры 60-70 °С, а также проходит через фильтр для удаления мех.примесей. Суммарный замер добытой продукции на ГУ осуществляется расходомером НОРД. Сюда же на ГУ поступает нефть с месторождений Бурмаша и Восточный Жетыбай.

На ГУ имеется свеча рассеивания нефтяного газа, которая используется при проведении ремонтных работ оборудования и аварийных ситуациях в технологическом процессе. Также при аварийных и ремонтных работах на ГУ предусмотрена дренажная емкость V-16 м³ для слива жидкости из технологических трубопроводов. Далее продукция по трубопроводу Ду-150 мм подается на ГУ Асар-2, которая используется в качестве дожимной насосной станции. Из-за удаленности от ЗУ, скважина №40 подключена непосредственно к коллектору для транспортировки продукции на ГУ Асар-2. Скважина №30 подключена к замерной установке типа Спутник Б-40, находящаяся на ГУ Асар-2. Принципиальная технологическая схема ГУ Асар-1 представлена на рисунке 6.3.1.

Далее продукция по трубопроводу Ду-150мм с общей протяженностью 8,187 км подается на ГУ Асар-2.

Газожидкостная смесь поступает на буферные емкости ГУ Асар-2, после чего откачивается поршневыми насосами и проходит через фильтр. Суммарный дебит жидкости осуществляется счетчиком Норд. Для слива дренажа с технологического оборудования также предусмотрена дренажная емкость. От ГУ Асар-2 проложен нефтяной телескопический коллектор, стеклопластикового исполнения, для транспортировки нефти до ГУ-28 месторождения Жетыбай общей протяженностью 9,758 км. Далее поток нефти транспортируется в Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) совместно с продукцией, поступающей на ГУ-28. Подготовленная нефть из товарных резервуаров ЦППН подается в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл».

В связи со значительной удаленностью ГУ Асар-2 от ГУ-28, а также для предотвращения увеличения давления в осевом коллекторе и застывания нефти, по трассе нефтепровода установлена промысловая печь подогрева ПП-1,6.

Длина нефтепровода ГУ Асар-1→ГУ Асар-2→ГУ-28 составляет 17,945 км. Принципиальная технологическая схема ГУ Асар-2 представлена на рисунке 6.3.2.

Технологический процесс системы сбора и транспорта добываемой продукции на групповой замерной установке ГУ Асар-3 осуществляется следующим образом:



Нефтегазовая смесь со скважин по отдельным выкидным линиям Ду-100 мм за счет избыточного давления на устье поступает на замерные установки ЗУ-9, 11, 12, где производится индивидуальный поочередной замер дебита каждой скважины, также дополнительный нагрев нефти с помощью устьевых подогревателей типа УН-0,2. После поочередного замера скважин общий поток продукции направляется на подготовку нефти на ГУ Асар-3.

Нефтегазовая смесь со Спутников и с близлежащих добывающих скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на буферные емкости (№1/№2) на ГУ Асар-3, где происходит частичное разделение газа от нефти. Далее газ, выделившийся из буферных емкостей (№1/№2), поступает на газовые сепараторы (№1 и №2) для отделения от остаточного содержания нефти и газа. Выделившейся газ из газосепаратора подается на собственные нужды в качестве топлива для печей подогрева типа ПП-0,63 и УН-0,2, а оставшаяся часть газа направляется на КазГПЗ. На случай аварийной ситуации или остановки ГУ-3 предусмотрена факельная система для сжигания газа на факеле.

Далее нефтяная эмульсия поршневыми насосами перекачки подается на печи подогрева ПН-0,63 (2 ед.), где она нагревается до температуры 60-70 °С, а также проходит через фильтр для удаления мех.примесей. Далее поток нефти транспортируется в цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) месторождения Жетыбай. Принципиальная технологическая схема ГУ Асар-3 представлена на рисунке 6.3.3.



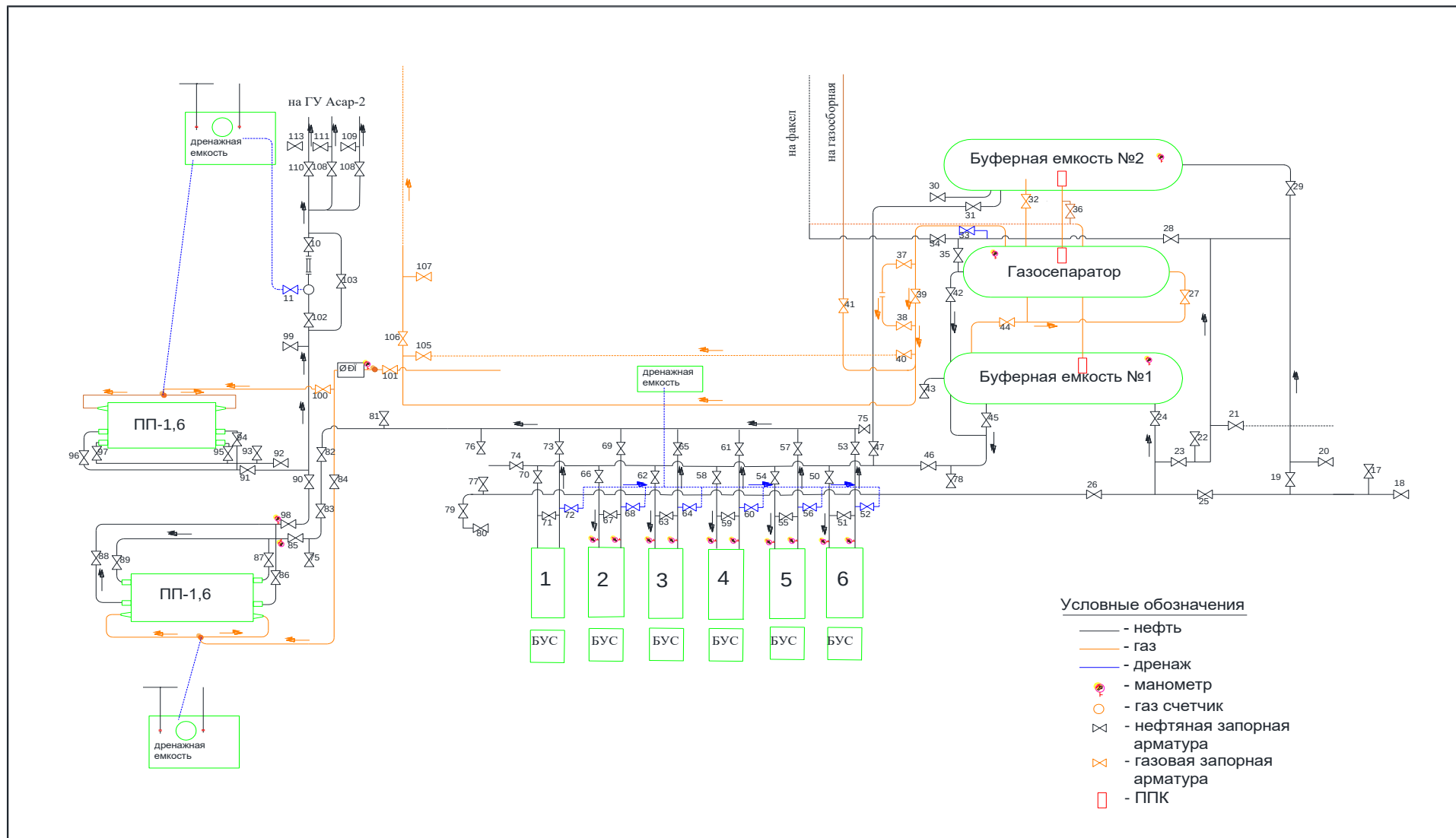


Рисунок 6.3.1– Принципиальная технологическая схема ГУ Асар-1

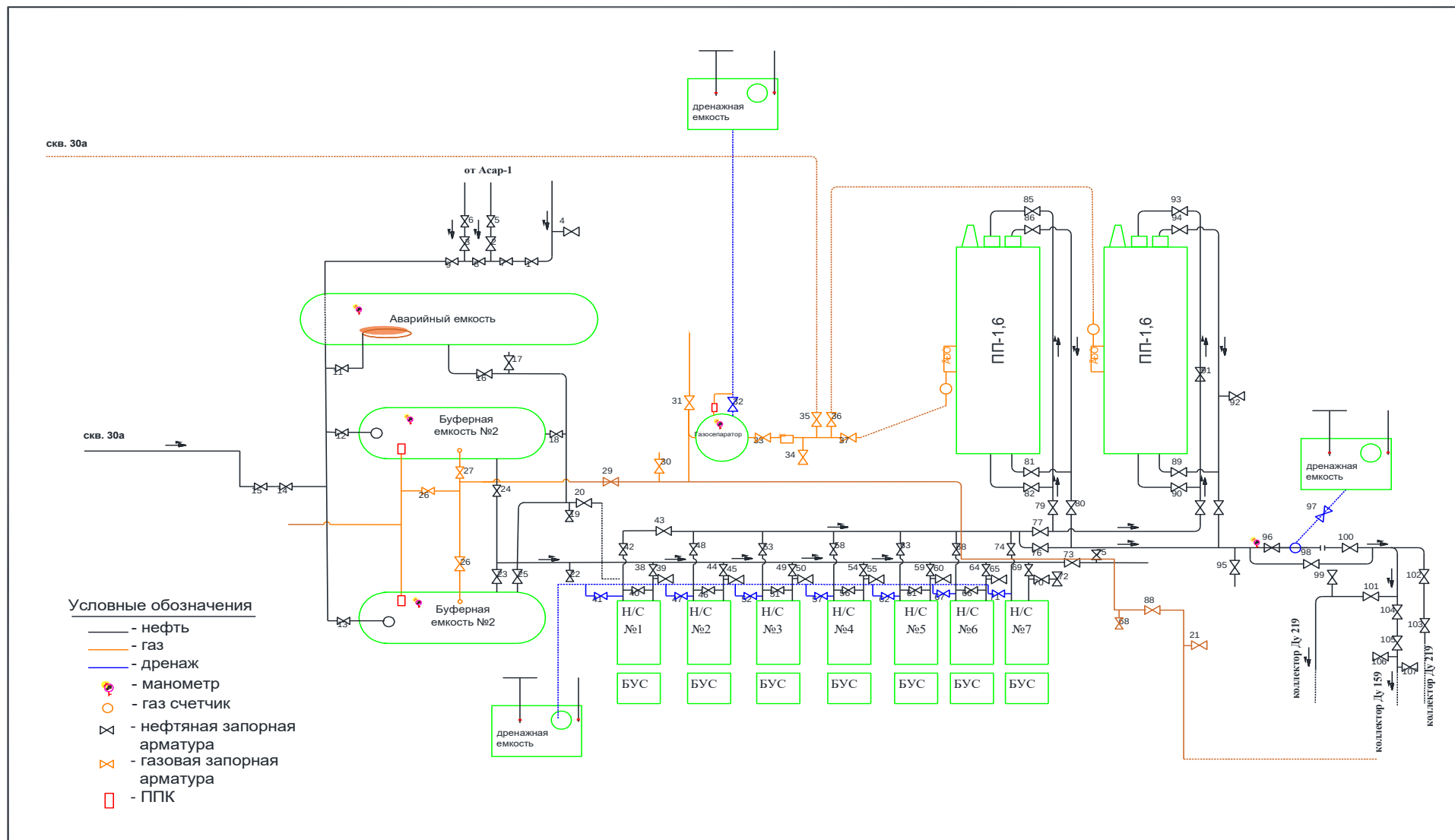


Рисунок 6.3.2– Принципиальная технологическая схема ГУ Асар-2

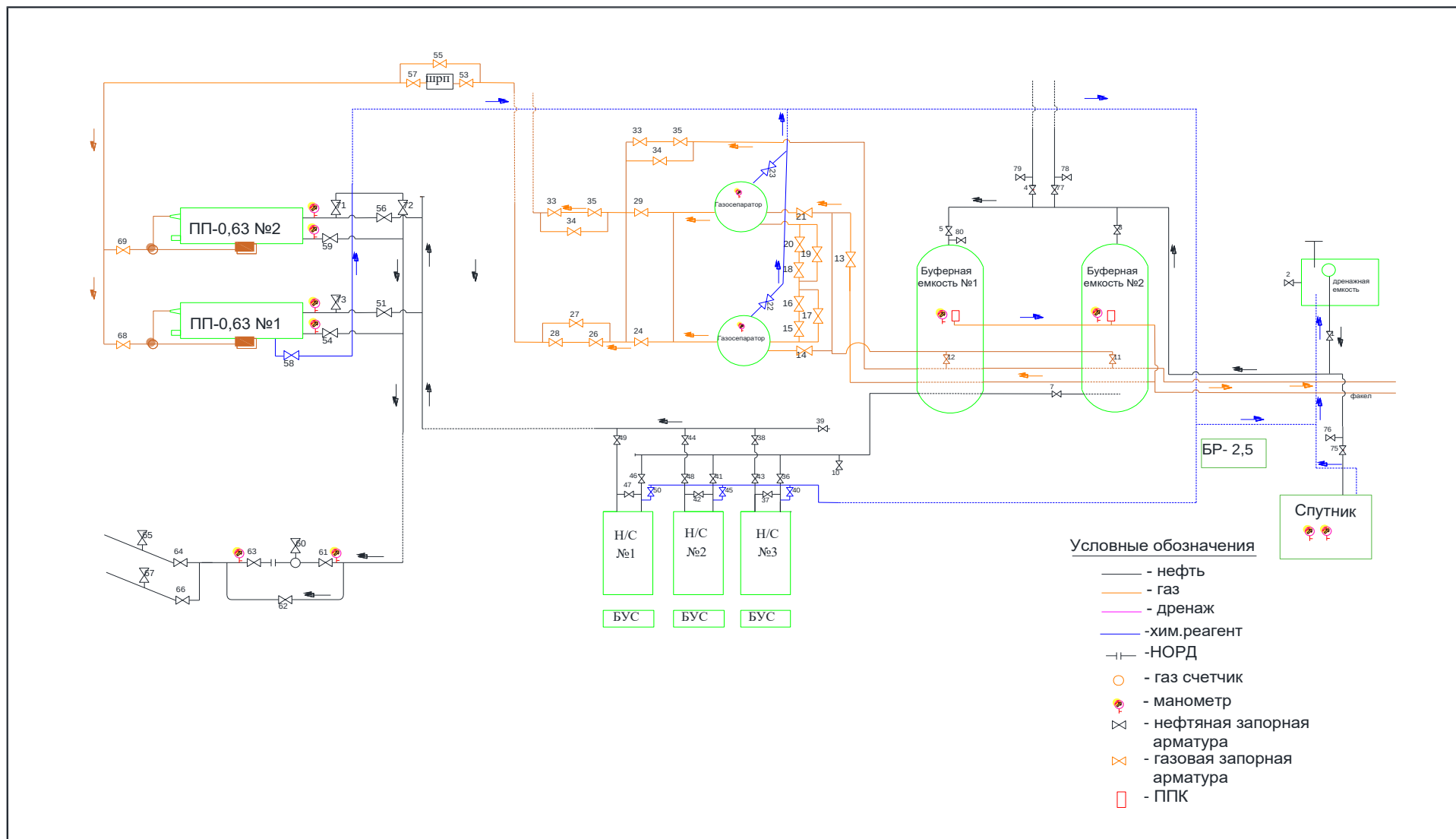


Рисунок 6.3.3– Принципиальная технологическая схема ГУ Асар-3

Выводы и рекомендации по системе сбора, транспортировки и подготовки скважинной продукции

1. Действующая система обеспечивает предъявляемые к ней требования по герметизированному сбору добываемой продукции, её замеру, первой ступени сепарации и дальнейшей раздельной транспортировке нефтяной эмульсии и газа.

2. Продолжить работы по прокладке трубопроводов из стеклопластика, обладающего теплоизоляцией и устойчивостью к коррозии. В условиях неуклонного роста обводненности добываемой продукции эти трубы весьма перспективны, так как характеризуются большой долговечностью.

3. Проводить планово-предупредительные ремонты, своевременно реагировать на значительные изменения параметров работы оборудования, проводить работы по контролю за герметичностью системы сбора нефти во избежание технологических потерь и утечек УВС.

4. Проводить работы по контролю за состоянием выкидных линий и нефтесборных коллекторов, в случае повышения противодавления в системе сбора, осуществлять работы по очистке трубопроводов от солеотложений и отложений АСПО.

5. Продолжить работы по поиску и подбору наиболее оптимальных реагентов-деэмульгаторов для их использования на объектах подготовки нефти и воды.

6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

В соответствии с пунктом 3 статьи 147 Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа.

Программа развития переработки сырого газа подлежит утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и обновлению каждые три года. Отчеты о выполнении программ развития переработки сырого газа должны направляться недропользователем ежегодно в уполномоченный орган в области углеводородов по форме, им утверждаемой.

Согласно Кодекса «О недрах и недропользовании» запрещается сжигание сырого газа в факелах, за исключением случаев: угрозы или возникновения аварийных ситуаций, угрозы жизни персоналу или здоровью населения и окружающей среде; при испытании объектов скважин; при пробной эксплуатации месторождения; при технологически неизбежном сжигании сырого газа.



Действующая «Программа развития переработки сырого газа месторождения Асар на 2022-2024 годы» разработана филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» и утверждена на заседании Рабочей группы в Министерстве энергетики РК, Протокол № 1/2 от 14.09.2021 г. Данная программа разработана в соответствии с пунктом 3 статьи 147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» и приказом Министра энергетики РК №165 от 05.05.2018 г. «Об утверждении Формы программы развития переработки сырого газа».

В Программе объем технологически неизбежного сжигания газа принят равным 0,0 м³. Сжигание попутного нефтяного газа не предусмотрено.

Сырой газ месторождения по своей характеристике соответствует топливному, поэтому используется на собственные нужды в качестве топлива для работы печей нагрева.

В соответствии с Программой на месторождении Асар в период 2023-2024 гг. добываемый газ частично используется на собственные нужды в качестве топлива в печах подогрева, а оставшаяся часть газа направляется на УСГ ПУ «ЖМГ» для дальнейшей передачи на переработку в ТОО «КазГПЗ».

По предоставленным данным ПУ «Жетыбаймунайгаз», по состоянию на 01.01.2024 г. на месторождении Асар количество печей, использующих сырой газ в качестве топлива, составило 172 единицы. Печи работают в соответствии с технологическими режимами непрерывно, 24 часа в сутки с небольшими остановками на профилактику.

Перечень печей представлен в таблице 6.4.1.

Таблица 6.4.1– Перечень печей месторождения Асар

№ п/п	Наименование печей	Количество, ед.
1	УН-0,2МЗ	137
2	ННУ-0,2	26
3	ПП-0,63	2
4	УДО	2
5	ПП-1,6	5
Итого		172

6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Проектирование сооружений системы ППД должно предусматривать рациональное размещение и централизацию технологических объектов и водоводов на площади месторождения с учетом рельефа местности и климатических условий, использование новой техники и блочно-комплектных конструкций заводского изготовления, автоматизацию основных технологических процессов, максимальное сокращение капитальных и эксплуатационных затрат, надежный учет закачиваемой в



продуктивные пласты воды по каждой скважине, обеспечение необходимых свойств воды и контроль ее качества.

Система ППД должна обеспечивать:

- объемы закачки воды в продуктивные пласты и давления ее нагнетания по скважинам участка, объектам разработки и месторождения в целом в соответствии с проектами разработки;
- возможность систематических замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, их группам, по пластам и объектам разработки, так и по месторождению в целом, контроль ее качества;
- возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения ГРП и ОПЗ с целью повышения приемистости пластов, охвата их заводнением, регулирования процесса вытеснения нефти к забоям эксплуатационных скважин.

Мощности сооружений систем ППД рассчитываются на максимальные уровни закачки воды. Все оборудование и сооружения системы ППД должны удовлетворять требованиям надежной работы.

Текущее состояние действующей системы ППД

Месторождение Асар разрабатывается с поддержанием пластового давления, закачка воды организована с 1978 года. Существующая напорная система транспортировки и закачки воды в продуктивные пласты представляет собой разветвленную сеть водоводов различного диаметра ($\varnothing$ 273 мм – для низконапорных водоводов и $\varnothing$ 150 мм – для высоконапорных). Техническое водоснабжение осуществляется по водоводам с подачей альбсеноманской воды на БКНС - Асар.

Нагнетательная система ППД включает:

- блочно-кустовую насосную станцию (БКНС) – 1 ед.;
- водораспределительные батареи (ВРБ) – 5 ед. (1, 4, 6, 9, Бурмаша);
- высоконапорные водоводы от БКНС до ВРБ $\varnothing$ 150 мм;
- разводящие трубопроводы от ВРБ до скважин $\varnothing$ 100 мм.

В таблице 6.5.1 приведено состояние мощности системы ППД на дату отчета.

Таким образом, по состоянию на 01.01.2024 г. г. приемистость нагнетательных скважин по различным объектам разработки изменяется от 1,0 до 273,0 м³/сут. Давление закачки на устье нагнетательных скважин составляет 12,3 – 15,0 МПа.

На месторождении для заводнения с 2007 года используется вода, добываемая с альб-сеноманских горизонтов месторождения Асар.



Таблица 6.5.1– Состояние мощности систем ППД

Горизонт (объект)	Количество нагнетательных скважин, ед.	Техрежим эксплуатации (от и до)		
		Приемистость, м³/сут	Давление нагнетания, МПа	Забойное давление, МПа
Ю-IV (1)	4	71,3-165,4	14,0-14,8	26,0-33,5
Ю-VIB (2)	5	21,5-132,3	14,0-14,5	30,4-33,4
Ю-IXБ (4)	18	9,8-273,0	13,8-15,0	31,3-35,3
Ю-ХА (5)	8	1-204,8	14,0-14,1	31,8-34,9
Ю-XI (6)	3	1-120,4	14,4-15,0	33,7-37,8
Ю-IV (9)	5	7,4-142,5	12,5-12,8	25,4-31,2
Ю-IXБ (10)	8	1,0-147,2	12,3-12,5	29,8-31,4
Ю-ХА ₁ (11)	7	1,0-131,7	12,4-13,1	29,3-36,4
Ю-IXА (18)	3	32,2-97,6	14,1-15,0	-
Ю-ХБ (19)	3	49,0-53,1	14,5-15,0	32,1

Результаты лабораторных исследований «КазНИПИМунайгаз» по определению химического анализа пробы альб-сеноманской воды, отобранной с БКНС-Асар, представлены в таблице 6.5.2.

Таблица 6.5.2-Состав и физико-химические свойства альб-сеноманской воды

Горизонт (объект)	Источники водоснабжения	pH	Содержание ионов, $\frac{\text{мг}\cdot\text{л}}{\text{мг}\cdot\text{экв}\cdot\text{л}}$							Общая минерализация, г/л
			SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	K ⁺ +Na ⁺	Fe ²⁺ +F ³ ₊	
Основные объекты: блок I – Ю-IV, Ю-IXБ, Ю-Ю-XI; блок II – Ю-IV, Ю-IXБ, Ю-ХА ₁ ; Возвратные объекты: блок I – Ю-IIIAB, Ю-IXA, Ю-ХБ	Альб-нижне-туронский водоносный комплекс м. Асар	7,2	2284,6	3922,8	85,4	350,7	152,0	2981,2	-	9,78

Добыча воды осуществляется водозаборными скважинами, оборудованными электроцентробежными насосами. По состоянию на 01.01.2024 г. г. действующий фонд водозаборных скважин составил 19 ед.

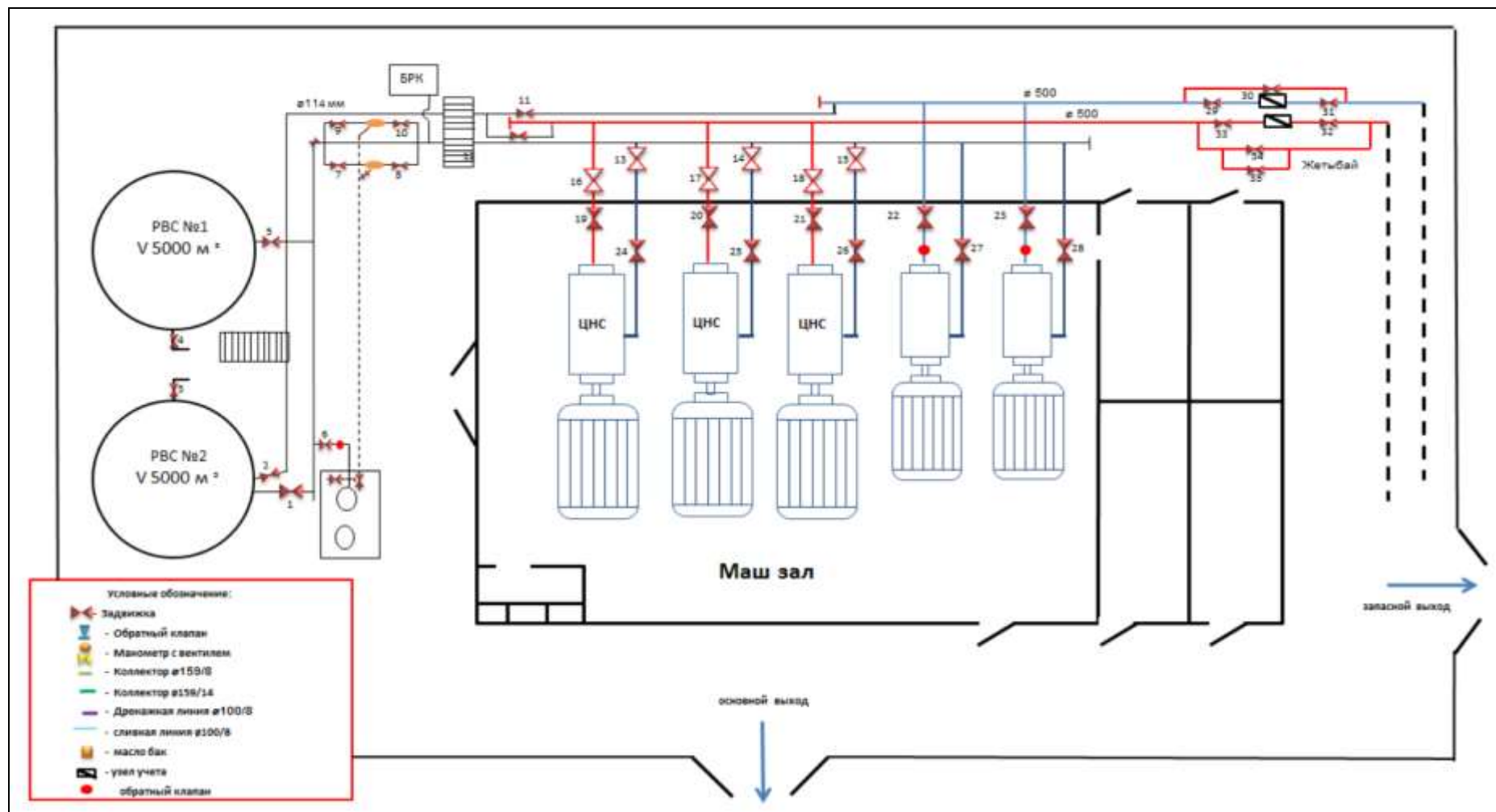
Технологический процесс подачи альб-сеноманской воды осуществляется следующим образом. Вода с водозаборных скважин поступает на резервуары V-5000 м³ в количестве 2 ед. С резервуаров вода откачивается насосной станцией, состоящей из 5 насосов марки ЦНС. Три насоса ЦНС-300-300 (два действующих и один резервный) подают воду для закачки на месторождение Жетыбай, а остальные два насоса ЦНС-105-245 (один действующий и один резервный) предназначены для откачки воды на БКНС месторождения Асар. Для определения уровня воды в резервуарах применяют уровнемер прибор БАРС341И. Прибор эксплуатируется в составе автоматизированной системы контроля в качестве первичного преобразователя уровня. Для определения расхода воды для закачки с резервуаров установлены счетчики-расходомеры системы «Норд». Технологическая схема ВНС-Асар представлена на рисунке 6.5.1.



Для защиты от коррозии сточного водовода перед приемами насосов ЦНС применяют ингибитор коррозии «Ранкор-1101». Ввод ингибитора вводится непосредственно в водовод с помощи дозировочной установки.

Вода с приемных насосов под давлением 1,0 МПа по водоподводящим трубопроводам поступает на БКНС месторождения Асар, где, пройдя блок фильтрации, центробежными насосами типа ЦНС-180/1900 и ЦНС-60/198 через ВРБ по высоконапорным водоводам подается в нагнетательные скважины под давлением 14,0-17,0 МПа. Технологическая схема БКНС-Асар представлена на рисунке 6.5.2.





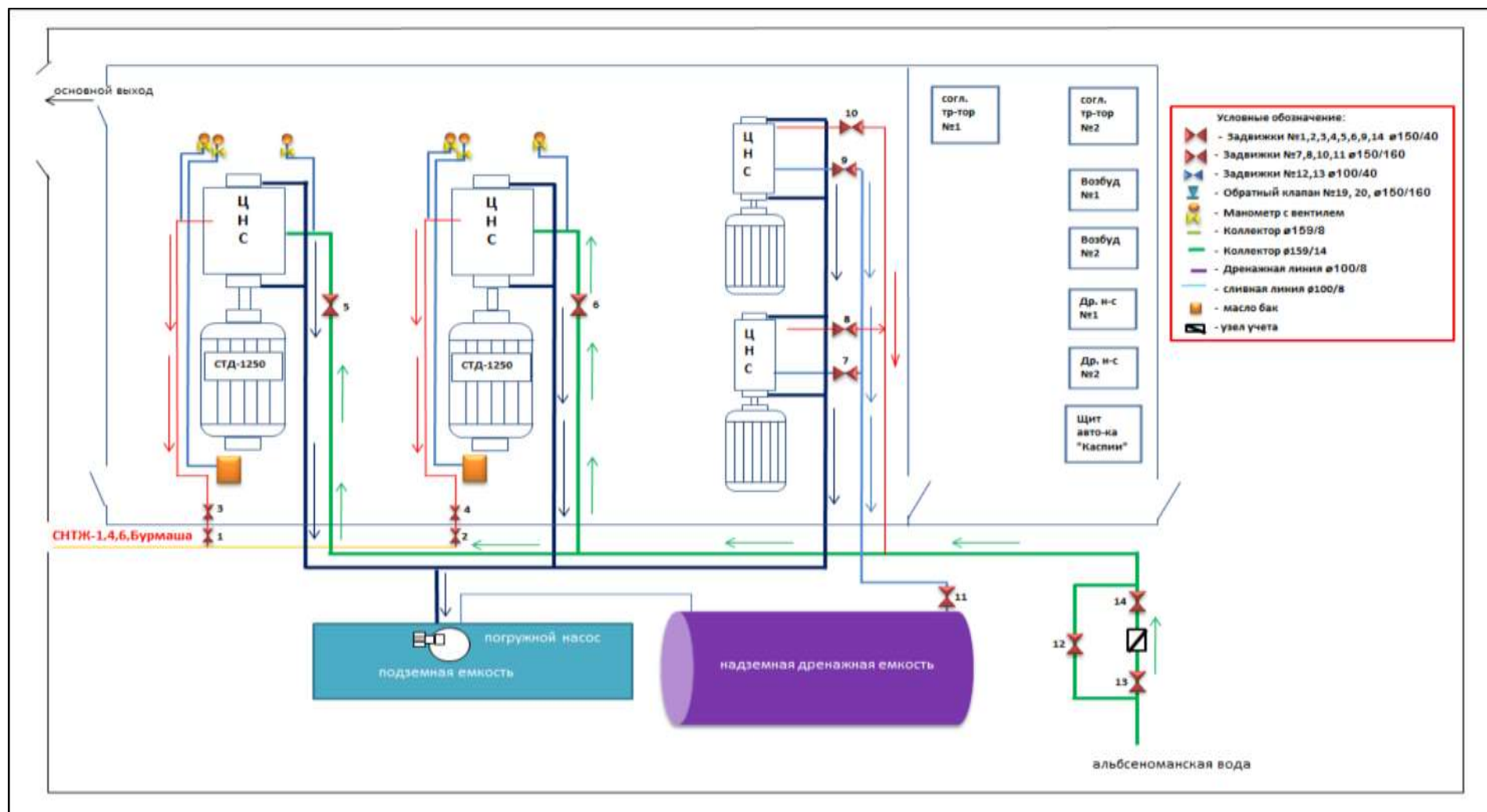


Рисунок 6.5.2– Технологическая схема БКНС–Асар

Проектные решения по системе ППД

В приведенных расчетах рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов системы ППД.

Для реализации проектных решений ***по варианту №1*** потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- нагнетательных высоконапорных водоводов из стеклопластиковых труб Ду=100 мм (P=20 МПа) от ВРБ до подключаемых проектных скважин протяженностью 7,52 км;
- разводящих высоконапорных водоводов от осевого водовода до дополнительных ВРБ (СПТ DN 150 мм, 200 мм (P=10 МПа) общей протяженностью 0,1 км;
- монтаж проектной блок гребенки в количестве 1 ед.;
- установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды в количестве 9 ед.;
- монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) в количестве 9 ед.

Для реализации проектных решений ***по варианту №2 (рекомендуемый)*** потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- нагнетательных высоконапорных водоводов из стеклопластиковых труб Ду=100 мм (P=20 МПа) от ВРБ до подключаемых проектных скважин протяженностью 10,52 км;
- разводящих высоконапорных водоводов от осевого водовода до дополнительных ВРБ (СПТ DN 150 мм, 200 мм (P=10 МПа) общей протяженностью 0,1 км;
- монтаж проектной блок гребенки в количестве 1 ед.;
- установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды в количестве 16 ед.;
- монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) в количестве 16 ед.

Для реализации проектных решений ***по варианту №3*** потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- нагнетательных высоконапорных водоводов из стеклопластиковых труб Ду=100 мм (P=20 МПа) от ВРБ до подключаемых проектных скважин протяженностью 13,12 км;
- разводящих высоконапорных водоводов от осевого водовода до дополнительных ВРБ (СПТ DN 150 мм, 200 мм (P=10 МПа) общей протяженностью 0,1 км;



- монтаж проектной блок гребенки в количестве 1 ед.;
- установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды в количестве 19 ед.;
- монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) в количестве 19 ед.

Для реализации проектных решений *по варианту №4* потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- нагнетательных высоконапорных водоводов из стеклопластиковых труб Ду=100 мм (P=20 МПа) от ВРБ до подключаемых проектных скважин протяженностью 15,04 км;
- разводящих высоконапорных водоводов от осевого водовода до дополнительных ВРБ (СПТ DN 150 мм, 200 мм (P=10 МПа) общей протяженностью 0,1 км;
- монтаж проектной блок гребенки в количестве 1 ед.;
- установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды в количестве 21 ед.;
- монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) в 21 ед.

Выводы и рекомендации по системе ППД

1. В целом действующая система ППД соответствует проектным требованиям, за технологическими параметрами заводнения скважин ведется контроль с применением счетчик-расходомеров различного типа;
2. Технологическое оборудование и трубопроводные коммуникации системы ППД обеспечивают уровни закачки воды с учетом компенсации объемов добываемой продукции;
3. В целях экономии затрат на расширение системы ППД и переключение действующих нагнетательных скважин предлагается эти работы совмещать с проводимыми ремонтными работами стальных трубопроводов в реальные для предприятия сроки;
4. В рамках Авторских надзоров необходимо продолжать контролировать и анализировать показатели по закачиваемым водам с проведением мероприятий по повышению их качества.



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

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Для разработки нефтяных залежей на месторождении Асар было пробурено 367 скважин. По состоянию на 01.01.2024 г. в действующем фонде находится 217 скважин, остальные скважины – в консервации, в ликвидированном и в бездействующем фонде.

Выбор типовой конструкции является одним из важнейших мероприятий для обеспечения безопасной проводки проектных скважин в зависимости от горно-геологических условий вскрываемого разреза, надежного разобщения пластов, а также максимального соблюдения правил охраны недр при строительстве скважин и разработке месторождений.

Конструкция скважины должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины.

Основные параметры конструкций скважины: число и диаметр обсадных колонн, глубина их спуска, диаметр долот, которые необходимы для бурения под каждую обсадную колонну, а также высота подъема и качество тампонажного раствора за ними, обеспечение полноты вытеснения бурового раствора.

Разработка конструкции скважины базируется на следующих основных геологических и технико-экономических факторах:

- геологические особенности залегания горных пород, их физико-механическая характеристика, наличие флюидосодержащих горизонтов, пластовые температуры и давления, а также давление гидроразрыва проходимых пород;
- назначение и цель бурения скважины;
- предполагаемый метод заканчивания скважины;
- способ бурения скважины;
- уровень организации, техники, технологии бурения и геологическая изученность района буровых работ;
- уровень квалификации буровой бригады и организация материально-технического обеспечения;
- способы и техника освоения, эксплуатации и ремонта скважины.

К объективным геологическим факторам относят предполагаемую и фактическую литологию, стратиграфию и тектонику разреза, мощность пород с различными проницаемостью, прочностью, пористостью, наличие флюидосодержащих пород и пластовые давления.

В процессе разработки залежи ее начальные пластовые характеристики будут



изменяться, так как на пластовые давления и температуру влияют продолжительность эксплуатации, темпы отбора флюидов, способы интенсификации добычи и поддержания пластовых давлений, использование новых видов воздействия на продуктивные горизонты в целях более полного извлечения нефти и газа из недр, поэтому эти факторы необходимо учитывать при проектировании конструкции скважин.

Рациональной можно назвать такую конструкцию, которая соответствует геологическим условиям бурения, учитывает назначение скважины и другие, отмеченные выше, факторы и создает условия для бурения интервалов между креплениями в наиболее сжатые сроки. Последнее условие является принципиальным, так как практика буровых работ четко подтверждает, что чем меньше времени затрачивается на бурение интервала ствола между креплениями, тем меньше число и тяжесть возникающих осложнений и ниже стоимость проводки скважины.

Исходя из горно-геологических условий бурения проектируемых скважин, с учетом опыта бурения ранее пробуренных скважин на месторождении Асар и, в соответствии с действующими в РК Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр [19], а также с учетом Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности [31], рекомендуются следующая конструкция скважин:

- Направление устанавливается с целью предотвращения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора.
- Кондуктор устанавливается с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений, водоносных горизонтов сеномана и части альба, поглощающих горизонтов палеогена и сенон-турона. Служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования (ПВО) и подвески последующих обсадных колонн.
- Эксплуатационная колонна устанавливается с целью изоляции вскрываемого разреза, разобщения, испытания (освоения) и эксплуатации продуктивных горизонтов.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция скважин

Наименование колонны	Диаметр, мм		Интервал спуска колонны, м		Высота подъема цемента (ВПЦ), м
	долота	колонны	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
Направление	393,7	323,9	0	50	до устья
Кондуктор	295,3	244,5	0	700	до устья
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	0	2200	до устья



Диаметр эксплуатационной колонны, исходя из назначения скважины, принимается равным 168,3 мм. Диаметры направления и кондуктора проектируются исходя из минимально-допустимых зазоров, обеспечивающих беспрепятственный спуск и качественное цементирование обсадных колонн.

Надежность и долговечность конструкции должна обеспечивать нормальную эксплуатацию скважины.

Эксплуатационную колонну следует спускать на 50 метров ниже подошвы эксплуатационного объекта. Величина зумпфа в 50 метров принята с запасом и обусловлена возможностью приема падающих в скважину элементов внутрискважинного оборудования и исключения необходимости проведения ловильных работ.

При бурении вертикальных скважин отклонение от вертикали не должно превышать 3-5 градусов [31].

При бурении наклонно-направленных скважин максимально-допустимое случайное отклонение забоя пробуренной скважины от проектного положения (точность попадания) не должно превышать 20 метров.

Полагаясь на положительный опыт применения подобной конструкции скважин в регионе, количество, глубины и типоразмер обсадных колонн определены исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных флюидопроявлений и испытании скважин на продуктивность.

Принимая во внимание проектные глубины и необходимость спуска обсадных колонн, бурение скважин рекомендуется производить буровыми установками (БУ) с допустимой нагрузкой на крюке превышающей вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40% [31], роторным, турбинным, турбинно-роторным способами с использованием гидравлического забойного двигателя, долотами с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе. Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения.

В зависимости от свойств ожидаемого флюида и пластового давления в соответствующих интервалах, а также типа БУ, после спуска и цементирования кондуктора, в скважинах с одноколонной (не считая кондуктора) конструкцией, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием ОП 45-230/80×35 (ПУГ 230×35, 2ППГ 230×35) ГОСТ 13862-2003 [32].

Выбор обсадных труб проводится с учетом ожидаемых наружных и внутренних давлений, осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида, как на стадиях



строительства, так и при эксплуатации скважины на основании действующих инструкций.

Запрещается приступать к спуску обсадной колонны в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора с одновременным флюидопроявлением, осыпями, обвалами, затяжками и посадками бурильной колонны, до ликвидации осложнений.

Тип резьбового соединения обсадных труб должен соответствовать ожидаемому флюиду и давлению в процессе эксплуатации.

Обвязку обсадных колонн скважин предусмотрено производить с помощью колонной головки ОКК1-21-168×245 ГОСТ 30196-94 [33] с последующим оборудованием устьев фонтанными арматурами АФК1-65×21 или АНК1-65×35 ГОСТ 13846-2003 [34], для добывающих и нагнетательных скважин соответственно.

Для надежной изоляции пластов и предотвращения коррозии труб рекомендуется подъем цемента за колоннами производить до устья скважины.

Для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора цементным, предупреждения поглощений при цементировании и улучшения качества цементирования в целом рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий.

Подготовка ствола скважины:

- шаблонирование и проработка ствола скважины в местах посадок, сужений и отложений глинистой корки; после проработки ствола промывка скважины с доведением параметров бурового раствора в соответствие с проектом;
- применение эффективных буферных жидкостей, обладающих разрыхляющими и моющими свойствами для удаления глинистой корки;
- обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

Технологическая оснастка обсадных колонн:

- применение оснастки (центраторы, скребки, турбулизаторы) в соответствии с нормативными документами РК и требованиями технических проектов на строительство скважин;
- уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований;
- установка заколонных пакеров, как механических, так и набухающих в различных средах (водной, углеводородной) для изоляции осложненных участков.

Технология и способ цементирования обсадных колонн:

- использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным



раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения высоты подъема цемента до устья и предотвращения гидроразрыва пластов;

- использование двухступенчатого способа цементирования в зонах вероятных поглощений для обеспечения проектной высоты подъема цемента при низких градиентах гидроразрыва пластов;
- расхаживание и (или) вращение обсадных колонн для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора;
- использование двух цементировочных пробок для лучшего разделения тампонажного и бурового растворов.

Тампонажные растворы и материалы

- использование высококачественного тампонажного цемента типа ПЦТ I-CC-100 или ПЦТ I-G-CC-1 по ГОСТ 1586-91 или G (HSR) по API 10A;
- при цементировании эксплуатационной колонны использование тампонажных растворов с повышенными изоляционными свойствами: седиментационно-устойчивых, имеющих низкую водоотдачу и плотную структуру цементного камня;
- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин и стабилизация раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости;
- использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, дисперсанты, ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня.

Применение цемента без проведения лабораторного анализа в условиях, соответствующих цементированию этой колонны (температура, давление, начало и конец схватывания, загустевания, прочность и др.), запрещается.

Расчетная продолжительность цементирования колонны не должна превышать 75% от времени начала загустевания тампонажного раствора.

Технические средства, технология строительства скважин, мероприятия по охране окружающей среды и технике безопасности будут детально изложены в технических проектах на строительство скважин.



7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех предполагаемых ситуаций, которые базируются на геологической информации по месторождению Асар и, в соответствии с Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности [31].

Основными проблемами при бурении скважин являются:

- размыв устья скважины;
- осыпи и обвалы стенок скважины в неогене, оксфорде, келловее;
- посадки, затяжки и прихваты бурильного инструмента из-за осыпей и обвалов, сужения ствола скважины и сальникообразования в дате, сенон-туроне, альбе, оксфорде, келловее, бате, байосе;
- поглощения промывочной жидкости от частичных до полных в неогене, палеогене, сенон-туроне;
- водопроявления в келловее, бате и байосе;
- газоводопроявления в сеномане и альбе;
- газонефтеводопроявления в бате и байосе;
- нефтеводопроявления в байосе.

Общим требованием к промывочной жидкости, используемой при вскрытии продуктивных горизонтов, является:

- минимальная водоотдача, обеспечивающая наименьшее загрязнение коллектора фильтратом;
- минимально допустимая плотность, обеспечивающая наименьшее превышение гидростатического давления над пластовым;
- минимальное содержание твердой дисперсной фазы, в первую очередь утяжелителя, с целью снижения кольматации коллекторов.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта (пористость, проницаемость) и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибирующих 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 характеристик пласта и недопущения кольтатации его, в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент, во избежание загрязнения коллектора.

Для качественного вскрытия продуктивных юрских отложений и повышения устойчивости стенок скважин рекомендуется применять ингибирующие буровые системы на водной основе – ингибирующие полимерные буровые растворы. В качестве утяжелителя они должны содержать кислоторастворимый карбонатный материал CaCO_3 .

При использовании не ингибирующих систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей, что приводит к снижению механической скорости проходки, ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, кольтатации призабойной зоны, то есть ухудшению продуктивности скважин.

Плотность бурового раствора (если она не вызывается необходимостью обеспечения устойчивости стенок скважины) в интервалах совместимых условий бурения определяется из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) на величину:

- 1) 10-15% - для скважин глубиной до 1200 метров (интервалов от 0 до 1200 метров включительно), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см²);
- 2) 5-10% - для скважин глубиной до 2500 метров (интервалов от 1200 до 2500 метров включительно), но не более 2,5 МПа (25 кгс/см²).

Технология углубления скважин в продуктивном разрезе, режим бурения и параметры бурового раствора должны учитывать создание минимальных гидродинамических нагрузок на стенки скважины.

Согласно Правил [31] (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.):

- Пункт 85-4: Рецепт и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора контролируются специалистами авторского надзора за строительством скважин.
- Пункт 85-5: В процессе бурения и промывки скважины параметры (свойства) бурового раствора контролируются с периодичностью – плотность и вязкость через 10-15 минут, температура, фильтрация, содержание песка, содержание коллоидной



фазы, pH, СНС1/10 и реологические показатели (эффективная вязкость и динамическое сопротивление сдвига) – каждые 4 часа. При разбуривании газовых горизонтов плотность бурового раствора, выходящего из скважины, и после дегазатора измеряется через каждые 5 минут, остальные показатели с периодичностью, указанной выше. При отсутствии на буровой газокаротажной станции два раза в смену проводится контроль бурового раствора на насыщенность его газом. Параметры бурового раствора записываются в журнале.

Суточные отчёты (рапорты) с результатами анализа и данными ежесуточного учёта прихода/расхода/остатков хим. реагентов и материалов для приготовления и обработки бурового раствора должны своевременно отсылаться назначенным ответственным специалистам недропользователя, бурового подрядчика, супервайзинговой компании и сервисной компании, осуществляющей инженерное сопровождение бурового раствора.

Инженер по буровым растворам обязан оперативно и адекватно реагировать на все изменения свойств бурового раствора, а также совместно и согласованно с ответственными на буровой представителями недропользователя, бурового подрядчика и супервайзинговой компании реагировать на любые осложнения, возникающие при бурении скважины.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины в активных глинах, необходимо увеличить концентрацию ингибитора гидратации глин, а в слоистых породах (сланцах), склонных к осыпям, применять добавки микрокольматантов.

Если же осыпи и обвалы стенок скважины продолжаются, необходимо ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения этих осложнений, при этом не вызывая поглощений.

Ступенчатое увеличение плотности бурового раствора необходимо применять также и в случае газо-нефте-водопроявлений до их прекращения, при этом не вызывая поглощений раствора.

Для недопущения нефтегазоводопроявлений требуется непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем бурового раствора в рабочих ёмкостях с использованием специальных приборов.

В случае возникновения поглощений в надпродуктивной толще, использовать в необходимом количестве и сочетании разные по форме и размеру частиц наполнители, такие как: зернистые пластиковая и резиновая крошка, волокнистые древесные опилки и обрезки целлофана, чешуйчатые слюда и пластиковые хлопья, а также другие всевозможные материалы-наполнители.

В случае возникновения поглощения бурового раствора в продуктивных пластах



использовать исключительно зернистый (обычный) и чешуйчатый карбонат кальция разных фракций.

В целях своевременного реагирования на возникающие вышеуказанные осложнения, на буровой необходимо иметь достаточный запас утяжелителя для поднятия плотности бурового раствора в циркуляционной системе до необходимой, а также достаточный запас различных по своему вещественному составу, форме и фракционному составу наполнителей.

С целью более эффективной очистки ствола скважины, особенно в его кавернозной части, периодически в процессе бурения, а также при подготовке ствола к спуску обсадных колонн, необходимо прокачивать специально приготовленные пачки раствора той же плотности с ДНС, увеличенным на 40-50 % по сравнению с рабочим раствором. Объём пачек должен быть таким, чтобы обеспечивать высоту их столба в затрубном пространстве ± 100 м.

Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твёрдой фазы в буровом растворе и её регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки и регулирования содержания твёрдой фазы (вибрационные сита, оснащённые сетками с ячейками от 40-80 меш для грубой очистки до 180-270 меш для тонкой очистки, гидроциклонные пескоотделитель, илоотделитель и центрифуга). Надлежащее использование системы очистки с совокупным коэффициентом эффективности удаления выбуренной породы из бурового раствора не ниже 90% позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров раствора, сократить затраты на его обработку (избежать максимального разбавления) и обеспечить минимальную степень загрязнения продуктивных пластов тонкодисперсной твёрдой фазой.

Конкретная рецептура бурового раствора и его параметры выбираются при разработке технического проекта на строительство скважин, на основе действующей нормативно-технической документации, с учетом накопленного в этой области опыта.

Основные требования, предъявляемые к перфорационным жидкостям – это создание противодавления на пласт, достаточного для предупреждения газонефтепроявлений; недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта.

Исходя из этого, перфорационные жидкости не должны иметь в своем составе твердой фазы, а если таковая присутствует, то она должна быть легко удаляемой с поверхности перфорационных каналов посредством создания депрессии на пласт или установкой солянокислотной ванны.



Учитывая вышеизложенные требования с целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов (пористость и проницаемость) при вторичном вскрытии, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых в каждом конкретном случае определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов.

Рекомендуемый перечень компонентов перфорационной жидкости, их функциональное назначение:

- вода техническая – основа перфорационной жидкости;
- хлористый натрий (NaCl) – соль, водорастворимый утяжелитель;
- хлористый калий (KCl) – ингибитор гидратации внутрипоровой глины;
- каустическая сода – регулятор pH;
- карбоксиметилированный крахмал – понизитель фильтрации, не повреждающий продуктивные пласты;
- пеногаситель кремнийорганический – кремнийорганическая жидкость, пеногаситель буровых растворов различных типов;
- бактерицид – предохранитель бактериальной деструкции полимеров;
- неоновый ПАВ – понизитель поверхностного натяжения на границе раздела фаз.

Перед перфорацией необходимо заполнить скважину перфорационной жидкостью по всей длине ствола скважины.

Освоение производить спуском НКТ на 10 метров выше верхней границе интервала перфорации.

Вызов притока из пласта при освоении скважин производить, путем замены жидкости, заполняющей скважину во время перфорации, на воду, снижением уровня с помощью ГНКТ и азотно-компрессорной станции.

Допустимо совершенствовать технологии вскрытия продуктивных горизонтов с целью исключения кольматации коллекторов.



8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ



9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

9.1 Комплекс гидродинамических исследований скважин

Целями гидродинамических методов по контролю и регулированию разработки на данной стадии эксплуатации месторождения являются:

- получение наиболее полной и необходимой информации о состоянии разработки нефтяных залежей
- оценка и уточнение текущих продуктивных и фильтрационных характеристик пластов;
- оценка состояния прискважинных зон пластов;
- контроль добываемой продукции (в добывающих скважинах), закачиваемого агента (в нагнетательных скважинах);
- оценка эффективности проведения мероприятий по интенсификации добычи;
- контроль за энергетическим состоянием залежи;
- оценка гидродинамической связи между скважинами, объектами эксплуатации, установление наличия нарушений, расчлененности пластов.

Для осуществления намеченных целей необходимо выполнение следующих видов исследований и замеров:

- замеры дебита добывающих скважин, объемов закачиваемой воды нагнетательных скважин;
- определение динамических забойных давления и температуры;
- определение статических забойных давления и температуры
- определение динамических устьевых давления и температуры;
- определение статических устьевых давления и температуры
- исследование изменения давления и температуры по стволу скважины
- исследование установившейся фильтрации: методы установившихся отборов, установившихся режимов закачки;
- исследование восстановления (падения) давления в добывающих (нагнетательных) скважинах;
- исследование взаимодействия скважин (интерференция, гидропрослушивание);
- контроль за учетом закачиваемой воды в пласте.

Для планомерного изучения выработки ПО "ММГ" ежегодно утверждается опорная сеть скважин, по которой намечаются виды физико-химических, гидродинамических и



промыслово-геофизических исследований, а также устанавливается периодичность этих работ. Основными критериями выбора скважин для опорной сети являются:

- возможность проведения исследований в скважинах, определяемая способом эксплуатации, оборудованием устья скважин и т. д.
- характер добываемой продукции (доля воды в объеме добываемой продукции).
- расположение скважин по площади.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, а также в скважинах, где предусмотрены мероприятия по оптимизации добычи, повышению эффективности выработки запасов (например, капитальные ремонты по изоляции водопритоков, КРС при переводе скважины из одной категории в другую, повторная перфорация, кислотные обработки призабойных зон пласта, ГРП и т.д.) с целью оценки эффективности этих работ. К разовым - могут быть также отнесены: специальный комплекс физико-химических исследований и специальные лабораторные и промысловые работы по выбору эффективных ингибиторов, подбору рецептур растворов и т.д. (таблица 9.1.1).



Таблица 9.1.1- Комплекс рекомендуемых исследовательских работ

№ п/п	Виды работ	Основные задачи	Периодичность
1	2	3	4
I. Фонтанные скважины			
1	Замер динамических забойных давлений и температуры	Определение оптимального режима работы	- В скважинах опорной сети - 1раз в квартал - В новых пробуренных скважинах - замеры в процессе исследования МУО при вводе скважины в эксплуатацию
2	Замер статических забойных давлений и температуры	Контроль за термобарическим состоянием залежи	В скважинах опорной сети - 1раз в полгода Во время продолжительных остановок скважин (по технологическим причинам, КРС и др)
3	Отбор глубинных проб	Определение свойств пластовой нефти, контроль за их изменением в процессе разработки	В скважинах опорной сети - 1раз в год В новых пробуренных скважинах - разовое исследование при вводе скважины в эксплуатацию
4	Исследование методом восстановления давления (КВД)	Оценка фильтрационных свойств пласта в районе скважины, Оценка состояния прискважинной зоны пласта, Определение пластового давления, Определение геометрии пласта, характера притока, наличия неоднородностей, нарушений и т.д. Оценка технологического эффекта от мероприятия	Следует проводить в комплексе с исследованием установившейся фильтрации (МУО): - В скважинах опорной сети - 1раз в год - В новых пробуренных скважинах и скважинах, возвращаемых с других горизонтов - разовое исследование при вводе в эксплуатацию - После КРС, связанных с переводом скважин из одной категории в другую - До и после мероприятия по воздействию на ПЗС (СКО, ГРП)
5	Исследование методом установившихся отборов (МУО)	Оценка продуктивных возможностей скважин, изменение продуктивности в процессе эксплуатации Выбор оптимального режима эксплуатации скважины Оценка технологического эффекта от мероприятия	Следует проводить в комплексе с исследованием неуставившейся фильтрации (КВД): - В скважинах опорной сети - 1раз в год - В новых пробуренных скважинах и скважинах, возвращаемых с других горизонтов - разовое исследование при вводе в эксплуатацию - После КРС, связанных с переводом скважин из одной категории в другую - До и после мероприятия по воздействию на ПЗС (СКО, ГРП)
II. Глубинонасосные скважины			
1	Замер статических забойных давлений и температуры	Контроль за термобарическим состоянием залежи	При продолжительных остановках скважин по технологическим причинам, на КРС и др - разовый замер в период остановки
2	Определение статического уровня	Определение Рпл (расчетным путем)	В скважинах опорной сети - 1 раз в квартал
3	Определение динамического уровня	Определение Рзаб (расчетным путем)	В скважинах опорной сети - не реже 1раза в квартал

Продолжение таблицы 9.1.1

1	2	3	4
4	Снятие динамограмм ГДМ-3	- Определение Рзаб (расчетным путем), - контроль работы насосного оборудования	По всему механизированному фонду - 1 раз в месяц.
5	Исследование методом взаимодействия скважин (гидропрослушивание)	Для установления наличия или отсутствия гидродинамической связи между вводимыми в эксплуатацию нагнетательными скважинами и реагирующими нефтяными скважинами Определение пластовых параметров в районе между исследуемыми скважинами	По мере необходимости
6	Исследование методом установившихся уровней (МУУ)	Расчет через Ндин забойного давления на различных режимах работы скважины Оценка продуктивности пласта в скважине Определение технологического эффекта от мероприятий по интенсификации добычи, воздействию на ПЗС Выбор оптимального режима эксплуатации скважины	Следует проводить в комплексе с исследованием восстановления уровня (КВУ) В новых пробуренных скважинах и скважинах, возвращаемых с других горизонтов – разовые исследования при вводе в эксплуатацию, В скважинах опорной сети - 1 раз в год, В скважинах, где намечены мероприятия по интенсификации добычи - исследования до и после проведения мероприятия
7	Исследование методом восстановления уровня (КВУ)	Оценка фильтрационных характеристик пласта в начальный период эксплуатации скважины Оценка текущих пластовых параметров в скважине в процессе эксплуатации Оценка состояния ПЗС Определение пластового давления Определение технологического эффекта от мероприятий по интенсификации добычи, воздействию на ПЗС	Следует проводить в комплексе с исследованием установившихся уровней (МУУ) В новых пробуренных скважинах и скважинах, возвращаемых с других горизонтов – разовые исследования при вводе в эксплуатацию, В скважинах опорной сети - 1 раз в год, В скважинах, где намечены мероприятия по интенсификации добычи - до и после проведения мероприятия
III. Нагнетательные скважины			
1	Определение статического забойного давления расчетным путем по статическому устьевому давлению	Контроль за энергетическим состоянием залежи в зонах закачки	При остановках скважин - 1 раз в год
2	Замер динамического устьевого давления	Контроль за эксплуатационным режимом	По всему нагнетательному фонду – ежемесячно
3	Замер КВЧ и солевого состава закачиваемой воды	Для определения качества закачиваемой воды	Ежедневно с каждого КНС

Замеры дебита добывающих скважин, объемов закачиваемой воды нагнетательных скважин

За рассматриваемый период замеры дебита жидкости выполнены по действующему фонду добывающих скважин, что находится в пределах установленных норм. Все ГУ оснащены необходимым технологическим оборудованием в зависимости от количества подключенных к ним нефтяных скважин.

На ГУ и ЗУ в автоматическом режиме производится индивидуальный поочередный замер дебита продукции скважин на (АГЗУ) типа «Спутник АМ-40» и «Спутник Б-40», к одному «Спутнику» подключается не более 14 скважин. Измерение дебита жидкости скважин счетчиком TOP в Спутнике производится с периодичностью 3-4 часа. После замера дебита жидкости Спутником, газожидкостная смесь направляется на ГУ-Асар-1, в буферную емкость V-80 м³, где происходит частичное разделение газа от нефти.

Из буферной емкости газожидкостную смесь откачивают поршневыми насосами НБ-125 на печи подогрева ПП-1,6 и ПТ-160/100, где она нагревается до температуры 60-70⁰С, а также проходит через фильтр для удаления механических примесей. Суммарный замер добытой продукции на ГУ осуществляется расходомером НОРД.

Все скважины на месторождении подключены к системе телемеханизации. Информация по замерам дебита жидкости поступает на диспетчерский пункт по компьютерной сети. Подготовленная нефть из товарных резервуаров ЦППН подается в магистральный нефтепровод КазТрансОйла.

Вода с приемных насосов под давлением 1,0 МПа по водоподводящим трубопроводам поступает на БКНС месторождения Асар, где, пройдя блок фильтрации, центробежными насосами типа ЦНС-180/1422 через ВРБ по высоконапорным водоводам подается в нагнетательные скважины под давлением 14,0 - 17,0 МПа.

Определение динамических забойных давления и температуры

В зависимости от конструкции скважины, способа эксплуатации, технического состояния установленного оборудования забойное давление должно определяться:

- по данным прямого измерения глубинными манометрами непосредственно на забое скважины; прямые измерения могут быть проведены в фонтанных, газлифтных, нагнетательных скважинах, а также в скважинах механизированного фонда, оборудованных для спуска глубинных приборов через затрубное пространство;
- по данным измерений динамических уровней жидкости или прямых измерений глубинными манометрами в точках, отстоящих на значительном расстоянии от забоя скважин, в которых по техническим причинам невозможен спуск прибора на забой;



- по данным измерений динамического давления на устье нагнетательных и добывающих скважин, работающих в определенных условиях.

Прямые замеры забойного давления в фонтанных, газлифтных и нагнетательных скважинах проводятся стандартными глубинными манометрами или комплексными приборами, имеющими датчики давления. В скважинах механизированного фонда, оборудованных для спуска приборов через затрубное пространство, для измерения забойного давления используются малогабаритные глубинные манометры.

Для проведения измерений прибор опускается на глубину середины интервала перфорации, а если это по техническим причинам невозможно, то на максимально возможную глубину, и замеряют при установившемся режиме эксплуатации скважины.

В скважинах механизированного фонда, где нет возможности прямого замера давления глубинными манометрами, забойное давление может быть определено по данным замеров динамических уровней в межтрубном пространстве.

Динамические уровни в скважинах отбивают с помощью эхолотов, уровнемеров или по данным геофизических исследований.

Пересчет замеренного динамического уровня в забойное давление возможен при условии, когда давление на приеме насоса превышает давление насыщения нефти газом.

Забойное давление можно определить через устьевое только для нагнетательных скважин. При этом к нагнетательным скважинам предъявляется ряд требований, таких, как герметичность устьевого оборудования и НКТ, однородность жидкости, заполняющей НКТ и затрубное пространство, работа скважины по одному из каналов и др.

Определение статических забойных давления и температуры

Пластовое давление может быть определено путем:

- прямого измерения в период остановки скважины глубинными манометрами или датчиками давлений комплексных приборов, спущенными до середины интервала перфорации;
- пересчета через статический уровень, устьевое давление или давление, замеренное в какой-либо точке ствола скважины;
- по данным исследования скважины методом восстановления давления.

Замеры пластового давления могут совмещаться с замерами забойного давления.

Время восстановления (падения - в нагнетательных скважинах) давления до пластового определяется значением пьезопроводности пласта в районе скважины. Оно устанавливается для каждой скважины опытным путем.



Информацию о пластовых и забойных давлениях в фонтанных скважинах на месторождении получают путем прямых измерений, прямые замеры пластового давления в скважинах, оборудованных ШГН, осуществлялись только при остановках на ПРС.

Если прямые замеры пластового давления на забое технически невозможны, то статическое давление можно найти путем пересчета через статический уровень или статическое устьевое давление.

Кроме того, необходимо проведение исследований по решению задачи определения оптимального давления нагнетания в нагнетательных скважинах с целью увеличения коэффициента охвата.

На месторождении Асар добыча ведется в основном глубиннонасосным способом, при котором отсутствуют технические возможности прямых измерений пластовых и забойных давлений, поэтому эти параметры в добывающих скважинах определяются расчетным методом, используя замеры динамического и статического уровней путем динамометрирования и эхометрирования. Снятие динамограмм является важнейшим источником информации о работе штангового насоса, колонны штанг.

Исследование установившейся фильтрации: метод установившихся отборов (МУО) - в фонтанных скважинах, метод установившихся уровней (МУУ) – в скважинах с ШГН

На месторождении проводятся следующие виды гидродинамических исследований: МУО, КВД (МВУ), применение которых дает реальное представление о состоянии призабойной зоны пласта и в дальнейшем способствует выбору геолого-технологических мероприятий (ГТМ) по необходимости.

В соответствии с рекомендациями “Руководства по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений” (РД 39-4г-699-82) исследования МУО должны проводиться:

- во всех новых скважинах и скважинах, возвращаемых с других горизонтов при вводе в эксплуатацию для оценки продуктивных и фильтрационных характеристик пластов в районе скважин
- после проведения КРС (в том числе связанного с переводом скважины в добычу или под нагнетание),
- до и по окончании мероприятий по интенсификации добычи с целью оценки эффективности данных работ,



- по опорным действующим эксплуатационным и нагнетательным скважинам с целью контроля за текущими продуктивными характеристиками пластов с периодичностью проведения - не реже 1 раза в год.

Учитывая, что на месторождении наблюдается снижение продуктивности скважин, необходимо по опорным скважинам периодически (не реже 1 раза в год) проводить исследования по определению коэффициента продуктивности (приемистости) методом установившихся отборов, либо методом определения депрессии за один спуск прибора в скважину, т.е. путем выдержки прибора на КВД до восстановления пластового давления с замером дебита жидкости перед остановкой.

Исследование неуставившейся фильтрации: метод восстановления давления (КВД) – в фонтанных скважинах, метод восстановления уровня (КВУ) – в скважинах с ШГН, метод падения давления (КПД) - в нагнетательных скважинах

Исследования проводятся в соответствии “Руководством по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений” (РД 39-4г-699-82) и служат для оценки фильтрационных свойств пластов, определения степени загрязненности прискважинной зоны, для оценки технологического эффекта от мероприятий. Данные исследования в добывающих и нагнетательных скважинах необходимо проводить в комплексе с исследованиями установившейся фильтрации, что обеспечит получение наиболее полного объема информации, используемой при интерпретации.

При исследовании нагнетательных скважин для регистрации кривых восстановления давления используются глубинные манометры.

Исследование взаимодействия скважин (гидропрослушивание, интерференция)

Исследование интерференции и гидропрослушивание обычно рассматриваются в сложных ситуациях, когда результатов исследований МУО, КВД недостаточно для понимания процессов, происходящих в пласте, оценки пластовых характеристик.

Исследование интерференции (гидропрослушивание) является наиболее важным для установления в пласте зон возможного прорыва закачиваемого агента.

Необходимо выбрать скважины для проведения исследований методом гидропрослушивания для решения таких задач, как выявление или подтверждение нарушений и их проводимости.



Таблица 9.1.2- Рекомендуемое количество исследовательских работ на месторождении Асар на 2024-2029 гг.

Месторождение	Цель исследований	Ед.изм	А С А Р					
годы			2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ввод новых добывающих скважин		скв.	4	16	16	16	12	12
Бурение оценочно-эксплуатационной		скв.		1				
Ввод новых нагнетательных скважин		скв.	6	3	2	2	2	1
Действующий добывающий фонд на конец года		скв.						
Действующий нагнетательный фонд на конец года		скв.						
Исследование МУО, МУУ, КВД, КВУ	оценка Рпл, Кпрод., Кпрон, скин-фактора, установл. оптим. режима работы (Рзаб). Условия проведения: не менее, чем на 3-х режимах работы скважины	скв.						
в т.ч. по новым скважинам			4	16	16	16	12	12
Периодичность исследований								
Глубинный замер пластового давления и температуры	оценка Рпл, Тпл, условия проведения: регистрация глубинным манометром	скв.	Опорная сеть ГДИС переходящего фонда скважин необходимо уточнять каждые полгода с учетом движения добывающего и нагнетательного фонда (вывод/ввод из/в бездействия, из/в консервацию, проведенные ГТМ, и т.д.) и с учетом изменения режима работы скважин с 100% охватом контрольного фонда, не менее 30% охвата действующего добывающего фонда и не менее 50% охвата действующего нагнетательного фонда раз в полгода					
в т.ч. по новым скважинам			10	19	18	18	14	13
Периодичность исследований								
Отбор и анализ глубинных проб в новых скважинах	определение пластовых свойств флюидов, условия проведения: Рпл>Рнас	скв.	4	16	16	16	12	12
Периодичность исследований			разовые при вводе					

Гидродинамические исследования

Основными задачами контроля за разработкой является исследование характеристик процессов выработки запасов нефти, определение показателей эффективности систем разработки и методов ее регулирования.

Эффективность контроля за процессом разработки месторождения зависит от своевременного получения качественной и полной информации о гидродинамических параметрах продуктивных пластов, емкостно-фильтрационных свойствах пластов-коллекторов, выработке запасов нефти в пластах, технического состояния скважин, надежности работы скважинного оборудования и т.д. Наличие такой информации обеспечивается проведением комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических методов исследований пластов.

За разработкой нефтяных и нефтегазовых месторождений, контроль представляет собой комплекс целенаправленных систематических (периодических) или единичных (разовых) исследований, направленных на получение необходимого объема информации для решения отдельных задач разработки.

Контроль за работой подземного оборудования механизированных скважин осуществляется путем проведения динамометрирования. И данный вид контроля выполнять периодически в течение всего времени эксплуатации.

Немаловажными являются промыслово-геофизических исследований, физико-химические, гидродинамические исследования, необходимые для осуществления контроля за разработкой в соответствии с “Инструкцией по гидродинамическим методам исследования пластов и скважин” (РД 39-3-593-81), и действующим “Руководством по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений” (РД 39-4г-699-82), с учетом специфики месторождения, информации о свойствах пласта и флюида, существующих на сегодняшний день возможностей исследовательских служб ПО “ММГ».

В таблице 9.1.3 приведено сравнение проектного и фактического комплекса исследований по контролю за анализируемый период 2019-2023гг.

В период 2019-2023 гг на действующих скважинах месторождения Асар с помощью передвижной замерной установки R-1 и УЗМТ компаний ТОО «Алстрон» были проведены замеры дебита жидкости, газа и газового фактора в таблице 9.1.4. Как видно по результатам проведенных промысловых замеров ГФ не качественные (завышенные), возможно из-за высокой обводненности продукции скважин. Определенной плавной динамики изменения его значений по скважинам не наблюдается. Газовый фактор меняется резкими скачками, что не позволяет выявить какую-либо зависимость в период проведения замеров.



Таблица 9.1.3- Сравнение проектных и фактических комплексов исследований по контролю за анализируемый период 2019-2023гг.

№ п/п	Виды исследований	Единиц а измерен.	Периодичность , по проекту разработки	2019 год		2020 год		2021 год		2022 год		2023 год	
				План/ замер	Факт/ замер	План/ замер	Факт/ замер	План/ замер	Факт/ замер	План/ замер	Факт/ замер	План/ замер	Факт/ замер
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Добывающие скважины													
4	Определение Нст.	скв/зам	По действующему фонду - 1 раз в квартал	34/68	43/71	34/68	65/85	34/68	69/90	30/60	56/73	30/60	59/80
5	Определение Ндин. Рзаб.	скв/зам	По действующему фонду- 1 раз в квартал	78/1168	100/1775	86/1380	115/2463	86/1380	145/2839	133/2610	157/3154	146/2871	157/2903
6	Отбивка забоя добыв. скв.	скв/зам	По действующему фонду - ежемесячно	по заявкам	75/186	по заявкам	107/169	по заявкам	95/206	96/153	130/220	120/178	124/237
7	Снятие динамограмм	скв/зам	По действующему фонду - ежемесячно	по заявкам	99/1973	по заявкам	122/2629	по заявкам	141/2931	137/2730	157/3255	152/2871	153/2992
Нагнетательные скважины													
8	Замер пластового давления	скв/зам	По действующему фонду - ежедневно	18/36	20/36	18/36	23/35	18/36	22/38	18/36	35/50	18/36	32/42
9	Замер устьевого давления	скв/зам	Ежемесячно	30/60	33/60	30/60	44/65	30/60	48/63	30/60	39/62	30/60	46/55
10	Замер приемистости скважин	скв/зам	Разовое исследование при остановках скважин - 1 раз в год	по заявкам	161/221	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Отбивка забоя нагн.скв.	скв/зам	По мере необходимости	по заявкам	5/6	по заявкам	2/2	по заявкам	6/7	6/6	9/11	7/7	10/14
Водозаборные скважины													
12	Замер пластового давления	скв/зам	1 раз в квартал	8/8	12/14	8/8	11/11	8/8	10/12	8/8	10/12	8/8	15/21
13	Определение динамич.уровня	скв/зам	1 раз в месяц	14/434	19/667	19/512	19/609	19/512	19/604	19/512	19/545	19/512	19/494
14	Замер дебита скважин	скв/зам	1 раз в месяц	по заявкам	19/355	по заявкам	17/105	по заявкам	-	-	-	-	-

продолжение таблицы 9.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
15	Отбивка забоя водозабор.скв.	скв/зам	1 раз в месяц	по заявкам	5/5	по заявкам	4/6	по заявкам	5/6	2/2	6/8	2/2	5/7
16	Опред.Нст.контр-х водозабор. скв.	скв/зам	1 раз в полугодие	-	-	4/48	6/51	4/48	6/56	5/20	6/22	8/16	8/21
Пьезометрические и наблюдательные													
17	Замер пластового давления		1 раз в полугодие	2/8	1/1	2/8	2/7	2/8	1/5	2/8	2/4	2/4	-
Другие виды исследований													
18	Отбор устьевых проб доб.скв.	скв/проб	Ежемесячно весь действующий фонд	88/1776	106/2439	88/1786	125/2429	95/2134	144/2438	137/2822	158/3769	158/3320	158/3758
19	Отбор проб с грунтовых установкаок	скв/проб	4 раза в месяц	3/72	3/72	3/72	3/75	3/72	3/76	3/72	3/76	3/72	3/72
20	Химический анализ проб попутной воды 6 комп состав	анализ	По мере необходимости	26/50	26/61	26/50	26/56	26/50	26/55	50/50	52/75	50/50	50/59
21	Содержание сероводорода	скв/анализ	По мере необходимости	по заявкам	136	по заявкам	-	по заявкам	-	по заявкам	455	по заявкам	445
22	Содержание мехпримесей	анализ	По мере необходимости	по заявкам	5222	по заявкам	3947	по заявкам	1826	по заявкам	1735	по заявкам	1445
23	Физ-хим состав закачиваемой воды	анализ	По мере необходимости	120	167	10/120	10/133	10/120	10/128	10/120	10/120	10/120	10/120
24	Анализ нефти	анализ	По мере необходимости	144	167	144	152	144	145	144	181	144	144
25	Опр содержания нефтепродуктов	анализ	По мере необходимости	730	5218	730	4056	2190	2644	1460	2839	6570	10113
26	Определение обводненности с ПУН-1,2	анализ	По мере необходимости	-	-	5856	8784	8760	8760	8760	8760	8760	6485
27	Физико-химические анализы питьевой воды	анализ	По мере необходимости	5260	5319	5260	4940	5260	5375	5260	5357	5260	2474
28	Органолептические анализы питьевой воды	анализ	По мере необходимости	4370	4459	4370	4135	4370	4437	4370	4479	4370	2077
29	Микробиологические анализы воды	анализ	По мере необходимости	4035	4056	4035	3801	4035	4107	4035	4056	4035	1962

Таблица 9.1.4- Распределение количества исследованных замеров газового фактора за анализируемый период 2019-2023гг.

№№ скв.	Объект	Блок	Гори зонт	Дата исследования	Тип замерной установки	Продолжительность	Кол-во замера	Результаты исследования				
								Qжид (м3/с)	Qнеф (м3/с)	Обв. (%)	Qгаз (м3/с)	Газовый фактор
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	1в	1	2А	15.07.2019	P-1	12	24	18	7	63	990	147
30	9	2	9Б	30.09.2019	P-1	12	24	8	3	63	1056	354
77	3в	1	3Б	14.08.2019	P-1	12	24	21	10	55	946	97
172	3	1	9Б	11.07.2019	P-1	12	24	10	10	6	35152	3547
172	3	1	9Б	17.08.2019	P-1	12	24	7	7	6	40800	6062
174	11	2	ХА1	16.08.2019	P-1	12	24	19	6	67	932	151
228	3	1	9Б	07.11.2019	P-1	12	24	31	3	89	934	270
254	9	2	9Б	29.05.2019	P-1	12	24	30	29	3	13816	480
256	3	1	9Б	10.11.2019	P-1	12	24	45	3	94	908	347
259	3	1	9Б	18.07.2019	P-1	12	24	56	22	65	3726	173
259	3	1	9Б	18.07.2019	P-1	12	24	54	16	71	1898	119
259	3	1	9Б	06.11.2019	P-1	12	24	55	28	50	1358	48
265	6	1	11	11.07.2019	P-1	12	24	7	4	42	1008	232
267	6	1	11	28.05.2019	P-1	12	24	103	100	2	2674	30
267	6	1	11	17.07.2019	P-1	12	24	194	187	3	18392	98
281	1	1	4	18.08.2019	P-1	12	24	9	8	23	3270	434
302	4	1	10А	21.07.2019	P-1	12	24	22	6	73	918	158
305	4	1	10А	19.06.2019	P-1	12	24	4	3	32	1042	374
305	4	1	10А	01.10.2019	P-1	12	24	191	18	91	986	55
306	4	1	10А	19.07.2019	P-1	12	24	6	3	49	960	310
327	4	1	10А	18.09.2019	P-1	12	24	40	31	24	1600	52
402	3	1	9Б	13.07.2019	P-1	12	24	30	11	63	1920	169
405	3	1	9Б	16.06.2019	P-1	12	24	25	11	58	978	93
407	3	1	9Б	28.08.2019	P-1	12	24	22	13	44	1498	119
408	6	1	11	09.07.2019	P-1	12	24	108	82	25	1588	19
411	3	1	9Б	16.06.2019	P-1	12	24	26	24	10	1628	69
419	3	1	9Б	20.07.2019	P-1	12	24	27	23	15	1368	59
430	4	1	10А	22.08.2019	P-1	12	24	13	8	42	978	128
431	3	1	9Б	15.08.2019	P-1	12	24	11	10	3	1042	101
436	3в	1	9Б	14.07.2019	P-1	12	24	33	8	77	1046	135
436	3в	1	9Б	02.10.2019	P-1	12	24	57	5	91	1188	237
438	3	1	9Б	11.11.2019	P-1	12	24	18	16	6	5198	317
462	9	2	9Б	20.06.2019	P-1	12	24	43	40	7	15300	383
462	9	2	9Б	11.08.2019	P-1	12	24	30	29	4	7098	242
489	11	2	ХА1	19.10.2019	P-1	12	24	15	5	67	998	200
618	3в	1	3Б	17.07.2019	P-1	12	24	22	1	96	600	706
710	11	2	ХА1	13.08.2019	P-1	12	24	10	7	31	1050	147
756	7	2	9Б	23.08.2019	P-1	12	24	9	6	42	968	170
760	9	2	9Б	12.07.2019	P-1	12	24	12	11	8	994	91
762	9	2	9Б	24.08.2019	P-1	12	24	20	11	45	944	87
765	7	2	9Б	26.08.2019	P-1	12	24	7	6	17	1008	164
766	9	2	9Б	21.07.2019	P-1	12	24	9	8	15	1110	142
804	8	2	4	15.07.2019	P-1	12	24	18	12	34	1016	83
804	8	2	4	16.07.2019	P-1	12	24	21	14	32	1054	74
806	8	2	9Б	12.07.2019	P-1	12	24	45	41	11	1032	25
806	8	2	9Б	11.08.2019	P-1	12	24	18	18	1	1072	59
806	8	2	9Б	25.10.2019	P-1	12	24	21	18	16	1754	97
810	8	2	4	30.05.2019	P-1	12	24	21	17	18	37834	2227



продолжение таблицы 9.1.4

810	8	2	4	19.08.2019	P-1	12	24	3	2	33	6374	3109
811	8	2	9Б	10.07.2019	P-1	12	24	16	15	6	794	53
811	8	2	9Б	02.09.2019	P-1	12	24	89	63	30	17624	281
811	8	2	9Б	23.10.2019	P-1	12	24	22	17	20	10552	614
812	8	2	9Б	26.10.2019	P-1	12	24	30	9	70	946	110
814	11	2	ХА1	27.08.2019	P-1	12	24	4	2	40	964	416
856	11	2	ХА1	20.07.2019	P-1	12	24	16	15	10	1098	76
859	8	2	4	03.10.2019	P-1	12	24	3	2	34	1060	646
901	4	1	10А	18.06.2019	P-1	12	24	2	1	37	532	372
901	4	1	10А	10.08.2019	P-1	12	24	5	4	16	976	220
1013	1	1	4	08.11.2019	P-1	12	24	9	6	29	894	146
1020	2	1	6Б	18.06.2019	P-1	12	24	4	3	34	738	270
1020	2	1	6Б	13.08.2019	P-1	12	24	4	3	23	1120	338
40	11	2	ХА1	04.05.2020	УЗМТ	12,3	25	45	2	94	145	61
42	2	1	6Б	13.09.2020	P-1	12,0	24	38	1	97	462	409
49	4	1	10А	11.12.2020	УЗМТ	12,9	26	14	2	85	15	9
64	1Б	1	2А	01.11.2020	P-1	12,0	24	39	37	5	986	27
64	1Б	1	2А	07.12.2020	УЗМТ	12,0	24	28	13	41	273	22
140	3Б	1	3Б	09.12.2020	УЗМТ	16,4	33	14	6	40	44	7
145	1	1	4	12.12.2020	УЗМТ	14,0	28	15	3	74	134	45
147	1	1	4	11.12.2020	УЗМТ	12,5	25	14	2	81	186	92
174	11	2	ХА1	09.05.2020	УЗМТ	11,8	24	40	3	90	97	29
216	3	1	9Б	14.12.2020	УЗМТ	21,3	43	7	3	48	330	119
223	1Б	1	2А	11.09.2020	P-1	12,0	24	78	6	92	902	147
224	2	1	6Б	16.12.2020	УЗМТ	12,8	26	24	17	10	1297	75
257	3	1	9Б	23.12.2020	УЗМТ	12,3	25	76	7	88	412	62
267	3	1	9Б	04.07.2020	УЗМТ	11,5	23	96	70	7	6818	97
267	3	1	9Б	21.12.2020	УЗМТ	12,2	24	138	89	11	8457	95
270	6	1	11	31.10.2020	P-1	12,0	24	38	1	97	1038	1048
401	11	2	ХА1	24.05.2020	УЗМТ	11,0	22	20	4	77	80	20
407	3	1	9Б	23.05.2020	УЗМТ	11,6	23	37	18	44	1134	62
408	3	1	9Б	22.05.2020	УЗМТ	12,1	24	44	3	93	617	233
408	3	1	9Б	10.12.2020	УЗМТ	12,3	25	31	1	94	335	256
411	3	1	9Б	20.05.2020	УЗМТ	12,8	26	14	11	10	707	64
421	3	1	9Б	17.12.2020	УЗМТ	6,1	12					
430	4	1	10А	18.12.2020	УЗМТ	16,1	32	19	3	77	95	31
450	2	1	6Б	04.11.2020	P-1	12,0	24	7	6	8	1190	186
463	3	1	9Б	19.09.2020	P-1	12,0	24	4	3	10	748	237
466	3	1	9Б	20.12.2020	УЗМТ	12,2	24	147	63	50	5481	87
467	5	1+2	10Б	22.12.2020	УЗМТ	13,2	26	17	12	5	242	20
468	7Б	1	9Б	17.12.2020	УЗМТ	12,2	24	7	5	4	662	128
468	7Б	1	9Б	18.11.2020	P-1	12,0	24	25	23	8	1010	44
470	3	1	9Б	15.12.2020	УЗМТ	13,7	27	21	5	67	406	79
489	11	2	ХА1	08.12.2020	УЗМТ	12,6	25	25	9	53	437	47
491	3	1	9Б	13.10.2020	P-1	12,0	24	17	14	21	1092	81
492	2	1	9Б	12.10.2020	P-1	12,0	24	40	5	88	986	208
626	3	1	9Б	12.09.2020	P-1	12,0	24	2	2	13	928	518
701	7	2	9Б	17.09.2020	P-1	12,0	24	24	10	59	3760	388
702	11	2	ХА1	16.09.2020	P-1	12,0	24	17	4	72	422	95
705	11	2	ХА1	07.05.2020	УЗМТ	12,0	24	14	1	94	1	2
710	11	2	ХА1	06.05.2020	УЗМТ	12,5	25	25	10	51	272	26
711	11	2	ХА1	18.09.2020	P-1	12,0	24	26	22	17	3734	171



продолжение таблицы 9.1.4

714	11	2	ХА1	29.04.2020	УЗМТ	12,8	26	65	10	83	161	17
717	11	2	ХА1	01.05.2020	УЗМТ	13,9	28	23	2	88	139	58
719	11	2	ХА1	02.05.2020	УЗМТ	12,3	25	37	7	78	140	20
722	5	2	10Б	08.09.2020	Р-1	12,0	24	7	6	11	1154	187
723	11	2	ХА1	20.09.2020	Р-1	12,0	24	28	25	10	4562	181
724	3	1	9Б	14.09.2020	Р-1	12,0	24	6	9	9	472	83
753	9	2	9Б	28.05.2020	УЗМТ	11,4	23	17	4	75	144	39
753	9	2	9Б	14.12.2020	УЗМТ	12,5	25	11	2	75	41	21
756	7	2	9Б	25.05.2020	УЗМТ	12,3	25	11	3	68	283	94
760	9	2	9Б	26.05.2020	УЗМТ	12,6	25	20	13	26	491	38
761	9	2	9Б	27.05.2020	УЗМТ	12,7	25	31	8	72	388	51
762	9	2	9Б	06.11.2020	Р-1	12,0	24	17	2	90	1050	629
770	9	2	9Б	08.05.2020	УЗМТ	12,4	25	112	91	5	7373	81
770	9	2	9Б	09.09.2020	Р-1	12,0	24	39	37	4	1648	44
804	8	2	4	28.04.2020	УЗМТ	12,3	25	36	22	28	713	32
806	8	2	4	10.09.2020	Р-1	12,0	24	32	21	36	1012	49
810	8	2	4	05.11.2020	Р-1	12,0	24	21	20	9	1680	86
811	8	2	4	13.12.2020	УЗМТ	12,2	24	41	12	61	466	38
859	8	2	4	01.05.2020	УЗМТ	14,6	29	15	12	11	235	20
860	7	2	3Б	05.05.2020	УЗМТ	11,8	24	45	27	30	362	14
1009	5	1+2	10Б	30.10.2020	Р-1	12,0	24	25	13	48	988	75
1011	3	1	9Б	22.12.2020	УЗМТ	12,9	26	89	53	27	6280	119
50	1	1	4	06.06.2021	УЗМТ	13,2	9	15	3	75	732	248
64	1Б	1	2А	20.06.2021	УЗМТ	11,8	20	35	16	40	342	21
95	3	1	9Б	05.06.2021	УЗМТ	12,4	17	41	5	84	149	31
122	1Б	1	2А	01.09.2021	Р-1	12,0	24	21	20	7	210	11
223	1Б	1	2А	19.07.2021	Р-1	12,0	24	80	4	95	382	91
258	6	1	11	25-26.06.2021	УЗМТ	12,7	17	29	6	74	38	6
267	3	1	9Б	06.07.2021	Р-1	12,0	24	41	38	9	4542	120
303	4	1	10А	11.07.2021	Р-1	12,0	24	19	5	76	46	10
310	4	1	10А	07.07.2021	Р-1	12,0	24	29	1	97	126	127
320	5	1+2	10Б	23-24.06.2021	УЗМТ	12,1	15	6	5	13	152	29
401	11	2	ХА1	04.07.2021	Р-1	12,0	24	20	3	87	68	26
402	3	1	9Б	26-27.06.2021	УЗМТ	14,4	18	10	3	64	3505	1212
405	3	1	9Б	21.05.2021	УЗМТ	12,2	24	12	3	68	30	9
405	3	1	9Б	05.07.2021	Р-1	12,0	24	4	0	99	22	372
431	3	1	9Б	20.07.2021	Р-1	12,0	24	6	5	12	836	156
462	9	2	9Б	20-21.06.2021	УЗМТ	11,4	11	13	12	6	721	62
462	9	2	9Б	09.12.2021	Р-1	12,0	24	22	20	14	2108	108
463	3	1	9Б	25.06.2021	УЗМТ	13,1	16	67	36	25	8387	232
466	3	1	9Б	19.07.2021	Р-1	12,0	24	30	7	75	1588	214
467	5	1+2	10Б	05.09.2021	Р-1	12,0	24	11	9	19	1484	173
470	3	1	9Б	22.06.2021	УЗМТ	12,4	12	30	5	79	311	66
471	3	1	9Б	03.07.2021	Р-1	12,0	24	20	15	24	3064	203
471	3	1	9Б	18.08.2021	Р-1	12,0	24	46	18	63	2420	134
471	3	1	9Б	18.08.2021	Р-1	12,0	24	41	17	59	1660	95
479	3	1	9Б	23.06.2021	УЗМТ	12,4	14	22	10	49	466	48
486	8	2	4	22-23.06.2021	УЗМТ	12,1	13	19	8	46	3757	459
487	8	2	9Б	03-04.06.2021	УЗМТ	12,9	10	6	4	13	70	20
487	8	2	9Б	07.09.2021	Р-1	12,0	24	8	7	4	1946	267
702	7	2	3Б	06.12.2021	Р-1	12,0	24	32	10	67	2958	294
714	11	2	ХА1	05.07.2021	Р-1	12,0	24	50	3	95	170	64



продолжение таблицы 9.1.4

721	7	2	3Б	06-07.06.2021	УЗМТ	12,9	7	16	12	7	293	25
723	9	2	9Б	08.09.2021	P-1	12,0	24	21	19	11	2194	118
724	3	1	9Б	04.06.2021	УЗМТ	13,3	6	5	4	6	204	56
725	11	2	ХА1	19-20.06.2021	УЗМТ	11,8	16	23	21	7	544	26
726	11	2	ХА1	02.10.2021	P-1	12,0	24	16	14	13	6766	481
727	11	2	ХА1	29.09.2021	P-1	12,0	24	32	2	98	776	421
753	9	2	9Б	18.06.2021	УЗМТ	11,1	12	19	5	66	671	135
765	7	2	9Б	17-18.06.2021	УЗМТ	13,7	4	12	10	9	156	19
766	9	2	9Б	16-17.06.2021	УЗМТ	10,2	6	24	20	11	982	49
770	9	2	9Б	04-05.06.2021	УЗМТ	12,4	31	72	43	19	4265	99
771	9	2	9Б	15.08.2021	P-1	12,0	24	4	3	6	490	144
771	9	2	9Б	02.12.2021	P-1	12,0	24	59	34	41	3656	107
772	11	2	ХА1	30.09.2021	P-1	12,0	24	4	3	8	308	92
781	1	1	9Б	16.08.2021	P-1	12,0	24	9	9	2	418	46
806	8	2	4	06.09.2021	P-1	12,0	24	16	12	27	1452	126
862	9	2	9Б	04.10.2021	P-1	12,0	24	19	13	29	1010	75
868	5	2	10Б	01.10.2021	P-1	12,0	24	7	0	100	174	4783
871	11	2	ХА1	17.08.2021	P-1	12,0	24	33	31	4	1148	37
879	1	1	9Б	16.08.2021	P-1	12,0	24	2	2	6	334	159
879	1	1	9Б	03.10.2021	P-1	12,0	24	1	0	84	530	2569
883	5	1	10Б	05.10.2021	P-1	12,0	24	10	4	60	1072	264
884	7в	1	9А	06.10.2021	P-1	12,0	24	3	2	19	1870	947
890	7в	1	9А	06.09.2021	P-1	12,0	24	28	1	97	34	41
891	11	2	ХА1	03.12.2021	P-1	12,0	24	22	21	8	432	21
893	11	2	ХА1	01.09.2021	P-1	12,0	24	19	18	5	2448	133
901	1в	1	4	17.08.2021	P-1	12,0	24	21	2	87	16	7
1013	1	1	4	10.07.2021	P-1	12,0	24	8	6	27	2668	457
30	9	2	9Б	27.04.2022	УЗМТ	16,27	16	12	18	8	42	412
271	3	1	9Б	28.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	46	4	91	184
407	3	1	9Б	21-22.06.2022	УЗМТ	12,1	11	14	5	51	397	77
418	3	1	9Б	28.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	14	12	11	104
460	2	1	9Б	10.09.2022	P-1	12,0	12,0	24	60	6	91	4372
462	9	2	9Б	19.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	11	6	25	1140
463	3	1	9Б	25.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	8	6	17	2124
463	3	1	9Б	24.10.2022	P-1	14,0	14,0	28	11	9	17	4294
470	3	1	9Б	07.09.2022	P-1	12,0	12,0	24	21	5	76	2000,0
471	3	1	9Б	12.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	38	4	89	724
486	8	2	4	08.09.2022	P-1	12,0	12,0	24	4	3	33	2836
489	11	2	ХА1	16.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	21	12	44	3132
491	3	1	9Б	26.10.2022	P-1							
493	3	1	9Б	07.08.2022	УЗМТ	11,7	12	56	112	48	41	5711
493	3	1	9Б	14.09.2022	P-1	12,0	12,0	24	42	19	55	23400
600	1	1	9Б	27.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	60	4	94	6304
701	7	2	3Б	18.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	23	15	34	8776
722	7	2	3Б	22.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	6	5	12	92
725	11	2	ХА1	27.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	43	23	46	1352
727	9	2	9Б	19.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	11	5	68	2320
731	11	2	ХА1	11.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	7	6	18	132
756	7	2	9Б	23.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	1	1	39	28880
756	7	2	9Б	04.10.2022	P-1	12,0	12,0	24	8	4	47	2242
765	7	2	3Б	20.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	7	5	20	12308
766	9	2	9Б	23.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	8	7	11	984



продолжение таблицы 9.1.4

771	9	2	9Б	14.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	15	12	21	5368
772	9	2	9Б	19.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	6	4	19	1328
812	8	2	4	25.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	3	1	65	12988
812	8	2	4	05.10.2022	P-1	12,0	12,0	24	15	4	73	996
871	11	2	ХА1	18.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	5	4	38	796
872	11	2	ХА1	15.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	3	3	17	256
878	11	2	ХА1	20.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	5	5	8	224
883	3	1	9Б	28.04.2022	УЗМТ	6,55	6	17	63	47	12	33558
883	3	1	9Б	11.09.2022	P-1	12,0	12,0	24	44	40	9	23978
890	7В	1	9А	28.04.2022	УЗМТ	11,73	12	42	110	70	13	4586
890	7В	1	9А	11.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	64	48	26	3760
891	11	2	ХА1	09.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	23	3	88	724
893	9	2	9Б	16.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	5	5	7	60
895	9	2	9Б	22.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	12	8	36	1440
896	11	2	ХА1	21.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	1	1	28	80
901	1В	1	2А	22.09.2022	P-1	6,0	6,0	12	17	9	47	10132
2	1В	1	2А	09.11.2023	АСМА	8,0	8	39	22	2	87	77
58	3	1	9Б	22.11.2023	АСМА	12	12	49	12	7	33	218
75	3	1	9Б	08.11.2023	АСМА	10,0	10	30	8	0	97	41
145	1	1	4	10.11.2023	АСМА	8,0	8	26	9	3	63	37
239	2	1	9Б	23.09.2023	АСМА	12	12	47	13	2	85	2197
255	7В	1	9А	24.09.2023	АСМА	12	12	42	18	14	10	2524
258	3	1	9Б	22.09.2023	АСМА	12	12	77	19	5	68	127
310	4	1	10А	08.11.2023	АСМА	8,0	8	73	45	4	90	162
316	2	1	6Б	07.11.2023	АСМА	12,0	12	25	4	3	25	82
321	6	1	11	10.11.2023	АСМА	8,0	8	46	20	8	55	69
401	11	2	ХА1	23.11.2023	АСМА	8	8	108	38	3	90	174
462	9	2	9Б	30.08.2023	АСМА	6	6	35	21	6	65	252
466	3	1	9Б	22.11.2023	АСМА	8	8	22	7	3	56	55
470	3	1	9Б	23.09.2023	АСМА	12	12	67	14	4	65	148
486	8	2	4	25.09.2023	АСМА	8	8	24	9	6	18	345
493	3	1	9Б	20.09.2023	АСМА	12	12	249	121	4	96	481
494	2	1	9Б	21.11.2023	АСМА	8	8	44	14	7	41	289
701	7	2	3Б	09.09.2023	АСМА	12	12	68	19	9	46	284
703	8	2	4	11.09.2023	АСМА	12	12	25	6	4	23	24
725	9	2	9Б	30.08.2023	АСМА	6	6	41	21	6	68	315
728	8	2	4	24.11.2023	АСМА	8	8	82	32	10	64	1068
733	5	2	10Б	21.08.2023	АСМА	12	12	46	24	13	36	15868
733	5	2	10Б	21.09.2023	АСМА	12	12	146	36	27	14	19719
734	9	2	ХА1	18.09.2023	АСМА	12	12	90	24	17	16	1288
756	7	2	3Б	22.08.2023	АСМА	6	6	67	27	2	90	369
760	9	2	9Б	31.08.2023	АСМА	12	12	65	27	4	85	211
762	9	2	9Б	10.09.2023	АСМА	12	12	22	2	1	51	33
765	7	2	3Б	16.09.2023	АСМА	12	12	137	28	15	37	474
766	9	2	9Б	15.09.2023	АСМА	12	12	47	11	8	22	86
771	9	2	9Б	12.09.2023	АСМА	12	12	25	7	5	16	365
812	8	2	4	22.08.2023	АСМА	6	6	52	16	1	90	333
860	7	2	3Б	13.09.2023	АСМА	12	12	26	5	2	60	50
869	7	2	3Б	19.11.2023	АСМА	6,0	6	85	31	1	95	373
871	11	2	ХА1	17.09.2023	АСМА	12	12	25	3	1	53	32
872	11	2	ХА1	21.11.2023	АСМА	8	8	28	14	9	26	4696



продолжение таблицы 9.1.4

882	3	1	9Б	24.09.2023	АСМА	8	8	55	21	14	20	1232
883	3	1	9Б	02.09.2023	АСМА	12	12	35	14	10	17	7015
888	7в	1	9А	14.09.2023	АСМА	12	12	45	16	6	57	3100
891	11	2	ХА1	25.11.2023	АСМА	8	8	114	32	3	90	273
893	9	2	9Б	03.09.2023	АСМА	12	12	25	9	5	30	44
893	9	2	9Б	18.11.2023	АСМА	8,0	8	71	30	9	67	292
895	9	2	9Б	02.09.2023	АСМА	12	12	25	3	1	68	242
1011	3	1	9Б	10.11.2023	АСМА	8,0	8	67	36	7	77	169
1020	2	1	6Б	25.11.2023	АСМА	8	8	31	9	4	50	56
1023	6	1	11	09.11.2023	АСМА	8,0	8	23	9	2	70	39



Таблица 9.1.5– Охват скважин опорной сети замерами пластового давления за период 2019-2023гг.

Года	2019				2020				2021				2022				2023			
Объекты	Обще е кол- во скв. ОС	Кол-во скв. с замерам и Рпл.	В т.ч. кол- во скв. ОС/за мер	% охват а	Обще е кол- во скв. ОС	Кол-во скв. с замерам и Рпл.	В т.ч. кол- во скв. ОС/за мер	% охват а	Обще е кол- во скв. ОС	Кол-во скв. с замерам и Рпл.	В т.ч. кол- во скв. ОС/за мер	% охват а	Обще е кол- во скв. ОС	Кол-во скв. с замерам и Рпл.	В т.ч. кол- во скв. ОС/за мер	% охват а	Общее кол-во скв. ОС	Кол-во скв. с замера ми Рпл.	В т.ч. кол-во скв. ОС/зам ер	% охвата
объект 1	6	9	5/8	66,7	4	10	4/7	40	4	7	4/7	57,1	5	14	3/5	35,7	4	11	4/7	36,4
объект 2	5	6	3/6	83,3	4	8	2/2	50	6	9	6/9	66,7	6	13	3/6	46,2	5	12	5/9	41,7
объект 3	8	28	8/15	28,6	11	26	10/15	42,3	10	14	9/14	71,4	8	39	8/12	20,5	11	37	11/18	29,7
объект 4	8	10	4/10	80	8	16	6/10	50	6	9	5/9	66,7	5	14	5/7	35,7	6	18	6/11	33,3
объект 5	1	3	1/2	33,3	2	5	2/4	40	2	3	2/3	66,7	1	6	1/2	16,7	1	6	1/3	16,7
объект 6	4	7	4/7	57,1	3	8	3/6	37,5	2	3	2/3	66,7	3	6	2/3	50	2	6	3/5	33,3
объект 7	2	1	1/1	200	2	4	2/3	50	4	7	4/7	57,1	3	6	2/2	50	3	7	2/4	42,9
объект 8	1	3	1/3	33,3	2	7	2/3	28,6	4	7	4/7	57,1	5	13	3/5	38,5	3	10	3/4	30
объект 9	5	8	3/8	62,5	6	6	4/4	100	4	7	4/7	57,1	7	17	5/8	41,2	5	19	5/10	26,3
объект 11	6	12	5/10	50	4	10	3/5	40	5	6	4/6	83,3	4	17	3/3	23,5	5	19	5/6	26,3
объект 1в	2	4	2/4	50	2	3	2/3	66,7	2	2	1/2	100	3	4	1/2	75	2	5	2/3	40
объект 3в	1	2	0	50	1	-	-	-	2	2	1/2	100	2	3	1/2	66,7	2	1	1/1	200
объект 3в,7в	3	-	-	-	1	1	-	-	1	1	1/1	100	1	1	0	100	3	4	1/2	75
объект 5, 6	1	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	1	2	1/1	50	1	3	1/2	33,3
объект 7в	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	1	1	1/1	100
объект 4, 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	6	3/3	50
Всего	54	93	37/74	58,1	52	104	40/62	50,0	53	77	47/77	68,8	55	156	38/58	35,3	57	165	54/89	34,5

9.2 Контроль за физико-химическими свойствами нефти и газа

Согласно «Единым правилам разработки нефтяных и газовых месторождений РК» на месторождении Асар осуществляется контроль за свойствами нефти и газа.

С целью изучения и уточнения свойств нефти и газа за анализируемый период 2018-2022 гг., отобрано и исследовано отобранные 16 глубинных и 33 рекомбинированные проб пластовой нефти из 40 скважин.

Результаты исследований свойств и состава нефти и газа приведены в разделе 2.3.

Как было замечено, не все исследованные пробы являются качественными.

В связи с этим, для объективной характеристики свойств пластовой нефти учитывая неоднозначность параметров нефти, полученных по результатам текущих исследований рекомендуется продолжить изучение свойств нефти и предусмотреть отбор глубинных проб нефти из новых пробуренных скважин.

Остаются не исследованными по фактическим пробам пластовой нефти горизонты Ю-V, Ю-VIII, Ю-XI, которые ранее в проектных документах принимались по аналогии.

Низкая охарактеризованность пластовой нефти глубинными пробами требует обязательного проведения дополнительных отборов и исследований глубинных проб нефти, особенно по горизонтам, где исследования свойств пластовой нефти не проводились или пробы были некондиционными, либо представлены исключительно рекомбинированными пробами: Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-XI.

Следует обратить внимание на свойства пластовой нефти **горизонта Ю-IXА** (II блока), где принимаются параметры, полученные по результатам исследования одной глубинной пробы из скважины 888 (интервал перфорации 2032-2037 м). Принимаемые параметры отличаются от свойств других выделенных объектов разработки месторождения Асар, в связи с чем для получения достоверной информации о свойствах пластовой нефти горизонта Ю-IXа, необходим дополнительный отбор и анализ глубинных (или рекомбинированных) проб.

По скважинам III блока месторождения Асар на текущий период исследования физико-химических свойств пластовых флюидов продуктивных залежей углеводородов не проводились.

По глубинным пробам нефти рекомендуется проводить не только опыт однократного разгазирования, но и дифференциальное разгазирование, с получением графиков зависимостей изменения свойств пластовой нефти от давления.

В таблице 9.2.1 приведены номера проектных скважин, рекомендуемых для отбора глубинных проб нефти.



Таблица 9.2.1- Скважины, рекомендуемые для отбора и исследований текущих свойств пластовой нефти месторождения Асар

Отбор устьевых проб газа и дегазированной нефти - по действующему добывающему фонду 14 скв. (420, 321, 49, 485, 259, 1011, 463, 306, 721, 462, 893, 42, 468, 467).

Отбор глубинных проб нефти и газа - по всем новым скважинам, с обводненностью продукции ниже 40 %. Список ВНС по КБ на 2024 г. - 3 скв. (406, 733, 734)

Методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируются в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти. Объем исследования. Форма представления результатов».

В настоящее время устьевые пробы нефти для уточнения физико-химических свойств дегазированной нефти на месторождении не отбираются.

Текущие физико-химические свойства дегазированной нефти получены по результатам исследований разгазированных глубинных проб.

Поскольку по результатам текущих исследований нефть в поверхностных условиях в процессе эксплуатации месторождения претерпела некоторое изменение, а также учитывая небольшой объем информации по текущим свойствам дегазированной нефти, рекомендуется продолжить исследования устьевых проб нефти из добывающих скважин.

Нефть месторождения Асар высокопарафинистая (более 20 % масс.), в связи с этим, необходимо определять не только содержание парафина в нефти, а также температуру насыщения ($T_{нас.}$) нефти парафином, т.к. изменение термобарических условий при подъеме добываемой нефти на поверхность, в частности охлаждение нефти ниже $T_{нас.}$, может приводить к отложению парафина в верхней части НКТ и наземном оборудовании.

Изучение свойств дегазированной нефти проводить в аккредитованных лабораториях.

По рекомендациям, приведенным в ТС, согласно «Единым правилам разработки нефтяных и газовых месторождений РК» газовый фактор должен замеряться по всем добывающим скважинам 1 раз в год. Способы определения величин газового фактора регламентируются «Инструкцией по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр» (РД 39-0147035-225-88).

На месторождении периодически проводятся замеры трехфазными замерными установками типа «Озна», «R-1» и «УЗМ.Т-400».

В связи с вышеизложенным рекомендуется:

- текущие свойства пластовой нефти определять по глубинным пробам, отобраным из новых скважин, выходящих из бурения, согласно ПР;



- отобрать и провести полный комплекс физико-химических исследований проб дегазированной нефти из двух добывающих скважин каждого горизонта.

Рекомендуемый объем физико-химических исследований нефти и газа приведен в таблице 9.2.2.

Таблица 9.2.2– Необходимый комплекс исследований при контроле за разработкой.

Виды исследований	Получаемая информация
Исследования PVT-соотношения при пластовой температуре.	Давление насыщения. Коэффициент сжимаемости, средний в интервале от пластового давления до давления насыщения;
Стандартная сепарация пластовой нефти.	Газосодержание. Объемный коэффициент пластовой нефти при пластовой температуре и пластовом давлении. Плотность пластовой нефти. Плотность сепарированной нефти. Плотность газа. Компонентный состав нефти и газа.
Определение вязкости пластовой нефти.	Вязкость при пластовой температуре и пластовом давлении.
Дифференциальное разгазирование при пластовой температуре	Газосодержание, объемный коэффициент, плотность, вязкость пластовой нефти при разных давлениях. Компонентный состав газа при разных давлениях.
Физико-химический анализ дегазированной нефти.	Параметры: • - плотность при 20⁰С; • - вязкость при 20⁰С; • - молярная масса; • - температура застывания; • - фракционный состав. Содержание: • - парафина; • - смол силикагелевых; • - асфальтенов; • - воды; • - солей; • - серы.
Определение температуры насыщения нефти парафином	Температура насыщения нефти парафином.

9.3 Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

Промыслово-геофизические исследования скважин проведены в условиях разреза, сложенного терригенными породами, песчаниками, алевролитами в разной степени заглинизированными, также в разрезе имеются угли, плотные карбонатные песчаники и алевролиты.

В скважинах пробуренных после 2018 г. применялись растворы на полимерной основе удельное электрическое сопротивление раствора (ρ_c) при 20 °С составляло 0,04-0,68 Ом*м, удельным весом (γ) - 1,12-1,40 г/см³, вязкость (μ) – 25-60 сек.

Пластовые воды юрских горизонтов относятся к хлоркальциевому типу с минерализацией – 130–160 г/л, плотностью - 1,086 – 1,11 г/л. Плотность пластовых вод



растёт с глубиной за счет увеличения минерализации. Температура пластов в интервале продуктивной толщи в зависимости от глубины залегания горизонтов изменяется от 72 до 94 °С.

За период 01.01.2019 – 01.01.2024 года на месторождении пробурено 117 вертикальных скважин, из них 101 добывающих и 24 нагнетательных скважин.

В таблице 9.3.1 приведено количество скважин, выполненными сервисными компаниями, за анализируемый период. Основная доля выполненных геофизических исследований приходится на компанию ТОО "Техно Трейдинг" – 62,4%, далее следует компании ТОО "CNLC"-14,5%, ТОО "ГК Каспий"-12%, АО "Казпромгеофизика"- 11,1%.

Таблица 9.3.1- Распределение количество скважин по сервисным компаниям, за анализируемый период

Сервисная компания	2019	2020	2021	2022	2023	Итого	%
ТОО "Техно Трейдинг"	13	13	22	11	14	73	62,4
ТОО "ГК Каспий"	7	7	-	-	-	14	12,0
ТОО "CNLC"	1	5	7	3	1	17	14,5
АО "Казпромгеофизика"	-	-	6	4	3	13	11,1

Комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) в открытом стволе состоял из стандартных и детальных исследований. Стандартный комплекс выполнялся по всему стволу скважин и состоял из следующих видов исследований: замер кажущегося электрического сопротивления (КС) кровельным и подошвенным градиент-зондами (A2M0.5N, N0.5M2A), метод естественных потенциалов (ПС), кавернометрию (КВ), термометрию и инклинометрию. Также по всему стволу скважин выполнялся радиоактивный каротаж (ГК, НГК). Комплекс детальных исследований включал следующие виды каротажа: боковое каротажное зондирование (БКЗ) шестью градиент-зондами; боковой каротаж (БК); боковой микрокаротаж (БМК); микрозондирование (МКЗ); индукционный каротаж (ИК); радиоактивный каротаж, включающий метод естественной радиоактивности (ГК), гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп), двух-зондового нейтронного каротажа (ННК), методами акустического каротажа (АК), многозондовый индукционный каротаж. Объем выполненных исследований за анализируемый период приведено в таблице 9.3.2.

Запись каротажа в открытом стволе осуществлялась различными сервисными компаниями: АО «КазПромгеофизика», ТОО «TechnoTrading LTD», CNLC, ГК «Каспий».



Таблица 9.3.2– Комплекс ГИС, выполненных на новых пробуренных скважинах за период 01.01.2019 – 01.01.2024 гг на месторождении Асар

№ скв	Виды ГИС											
	КС	КВ	ПС	БК	ИК	ВИКИЗ	МБК	МКЗ	ГК	КНК	ГГК	АК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
78	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
256	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
305	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
409	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
421	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
425	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
436	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
462	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
485	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
489	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
615	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
713	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
716	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
765	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
806	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
807	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
811	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
812	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
814	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
856	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
901	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
257	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
283	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
320	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
426	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
463	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
464	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
466	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
467	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
468	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
470	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
486	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
487	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
490	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
491	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
492	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
626	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
628	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
629	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
721	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
722	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
723	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
724	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
767	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
770	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
861	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
258	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+



321	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
469	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
471	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
479	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
720	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
725	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
726	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
727	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
728	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
729	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
768	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
769	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
771	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
772	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
775	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
776	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
781	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
815	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
862	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
868	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
869	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
871	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
872	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
878	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
879	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
882	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
883	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
884	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
886	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
887	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
889	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
890	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
891	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
893	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
731	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
730	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
732	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
780	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
895	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
896	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
897	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
898	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

В новых пробуренных за период 2019 – 2023гг скважинах добывающего и нагнетательного фондов исследования по контролю за разработкой проводились в 50 скважинах, из них исследования выполнены в 42 скважинах добывающем фонде и 8 скважинах нагнетательного фонда. Информация по объему ГИС-контроль приведена в таблице 9.3.3.



Таблица 9.3.3- Объем ГИС-контроля, выполненные в новых скважинах месторождения Асар за период 2018 -2023 годов

Годы бурения	Кол-во пробуренных скважин	Наличие ГИС-контроль	ГИС-контроль в добывающем фонде	ГИС-контроль в нагнетательном фонде
2019	21	14	11	3
2020	25	8	8	0
2021	35	17	13	4
2022	18	7	7	0
2023	18	4	3	1
Итого	117	50	42	8

Исследования, выполняемые с целью контроля за обводненностью добываемой продукции и степени выработки запасов нефти, результатов оптимизации и изменения режима работы скважин, результатов проведенных ГТМ по повышению продуктивности скважин, технического состояния э/колонны и заколонного пространства в процессе эксплуатации скважин путем определения:

1. профилей притока и приемистости скважин;
2. технического состояния ствола скважины методами акустического и радиоактивного каротажа и механическими исследованиями;

Исследования по определению профиля притока в действующих добывающих скважинах должны проводиться цикличностью 1 раз в год и при любых изменениях дебита жидкости независимо от способа эксплуатации. Исследования профиля приемистости в действующих нагнетательных скважинах рекомендуются проводить 1 раз в год и чаще при изменениях приемистости. Комплекс методов ГИС, применяемый при контроле за разработкой должен включать следующие методы: гамма-каротаж (ГК); локацию муфт (ЛМ); термометрию (Т); термоиндуктивный дебитомер (СТИ); механический расходомер (РГД); влагометрия (ВЛГ); плотномер (ПЛ); резистивиметрия (Рез); барометрия (БМ); акустический шумомер - как дополнение основным методам.

Геофизические исследования скважин по контролю за разработкой применяются для решения проблем, связанных с обводнением добываемой продукции и степени выработки пластов, техническим состоянием э/колонны и заколонного пространства в процессе эксплуатации скважин путем определения.

За период 01.01.2019 – 01.01.2024 гг. на месторождении проведено 255 исследований, из них в добывающем фонде 215 исследований в 164 скважинах и в нагнетательном фонде 40 исследований в 29 скважинах. По результатам проведенных исследований в скважинах добывающего фонда 11 раз были выявлены нарушения герметичности эксплуатационной колонны. В нагнетательном фонде скважин в 9 случаях



из 9 скважин были обнаружены нарушения герметичности эксплуатационной колонны. Объем выполненных геофизических исследований по контролю за разработкой по добывающему и нагнетательному фундаментам скважин приведены в таблице 9.3.4.

Таблица 9.3.4- Виды ГИС по контролю за разработкой, выполненные за период 01.01.2019-01.01.2024 гг.

п/п	Дата (год)	кол-во скв/ иссл.	ОГК/ ОПП	ОРИ	профиле метрия/ инклинометрия	Термометрия	отбивка пакера/ забоя/ репера	Обнаруженные НЭК	АКЦ/СГДТ вторичный
Добывающие скважины									
1	2019	31/43	11	17			14	2	1
2	2020	45/58	16	17	1		17	8	7
3	2021	44/59	7	21		2	25		4
4	2022	24/25	7	13			4	1	1
5	2023	19/20	7	12			1		
Итого		164 /215	48	80	1/-	2	61	11	12
Нагнетательные скважины									
2	2019	7/11	10				1	2	
3	2020	3/5	3					1	2
4	2021	7/8	2	1		2	3	1	
5	2022	9/12	7	1			3	4	1
6	2023	3/4	1	1	1		1	1	
Итого		29/40	23	3	1	2	8	9	3

При контроле за техническим состоянием ствола скважин проводятся исследования качества цементации обсадной колонны, профилометрии ствола скважины, инклинометрии, которые выполняются как в скважинах после бурения, так и в период всей разработки скважины. Геофизический контроль технического состояния скважин является актуальным на протяжении всего срока их эксплуатации.

Оценка качества цементирования обсадных колонн и их техническое состояние оценивалось по данным акустической цементометрии (АКЦ), гамма-дефектометрии и толщинометрии (СГДТ).

За отчетный период на месторождении выполнено АКЦ в добывающем фонде скважин – 122 исследований в новых пробуренных скважинах, из них: 99 добывающих и 23 нагнетательных скважинах (таблица 9.3.5).

Таблица 9.3.5- Сведения о результатах АКЦ по новым скважинам за анализируемый период.

Год	Хорошее, %	Частичное, %	Плохое, %	Отсутствует, %
2019	83.06	15.23	1.51	0.20
2020	85.25	13.81	0.34	0.60
2021	83.68	13.91	2.12	0.29
2022	88.50	9.81	1.41	0.28
2023	86.15	11.61	1.40	0.02



На рисунке 9.3.1. приведены результаты АКЦ, по новым пробуренным скважинам за анализируемый период, где отмечается хорошее сцепление цементного камня с колонной в пределах 83,1-88,5%, частичное сцепление варьирует в диапазоне 9,81-15,23%, плохое изменяется от 0,34-2,12%.

В скважинах старого фонда состояние цементного камня с колонной оценивалось: при подготовке скважин к проведению ГРП, ГТМ, к возврату на другой горизонт и после изоляционных работ. При этом тестировалась не вся колонна, а только интересующий интервал, подвергаемый воздействию (таблица 9.3.6).

Таблица 9.3.6- Сведения о проведения АКЦ в скважинах старого фонда за анализируемый период.

Скважина	Категория скважины	Дата АКЦ	Доход приборов,м	Интервал исследования
42	доб.	26.03.2021	1812	Хорошее сцепление-4,1% частичное - 82,2%, плохое 9,2%, отсутствует -4,5%
50	доб.	19.09.2020	1747	Хорошее сцепление-29,7%, частичное - 62,6%, отсутствует - 7,7%
69	нагн	5.06.2022	2070,5	Хорошее 38%, частичное - 62%.
75	нагн	14.12.2020	2010,5	Хорошее-79,6%, частичное - 20,4%
95	доб.	23.08.2019	2037	Хорошее -17,1%, частичное -57,4%. Отсутствует -25,5%
122	доб.	23.07.2021	1635	Хорошее -78%, частичное -22%
147	доб.	27.04.2021	1758,8	Хорошее -99,8%, частичное - 0,2%
207	доб.	29.5.2020	1979	Хорошее сцепление-7,2%, частичное - 92,8%
216	доб.	23.10.2020	2030	Хорошее -87,3%, частичное -11,4%. отсутствует -1,3%
222	доб.	12.11.2021	1889	Хорошее сцепление-6,6%
430	доб.	21.05.2020	2032	Хорошее - 27,4%, частичное -56,8%, плох-15,8%
431	доб.	26.09.2020	2192	Хорошее - 84,5%, частичное -14,9%. отсутствует - 0,6%
705	доб.	22.12.2020	2079	Хорошее - 82,4%, частичное -17,6%
69	нагн	05.06.2022	2070,5	Хорошее 38%, частичное - 62%.
75	нагн	14.12.2020	2010,5	Хорошее -79,6%, частичное -20,4%



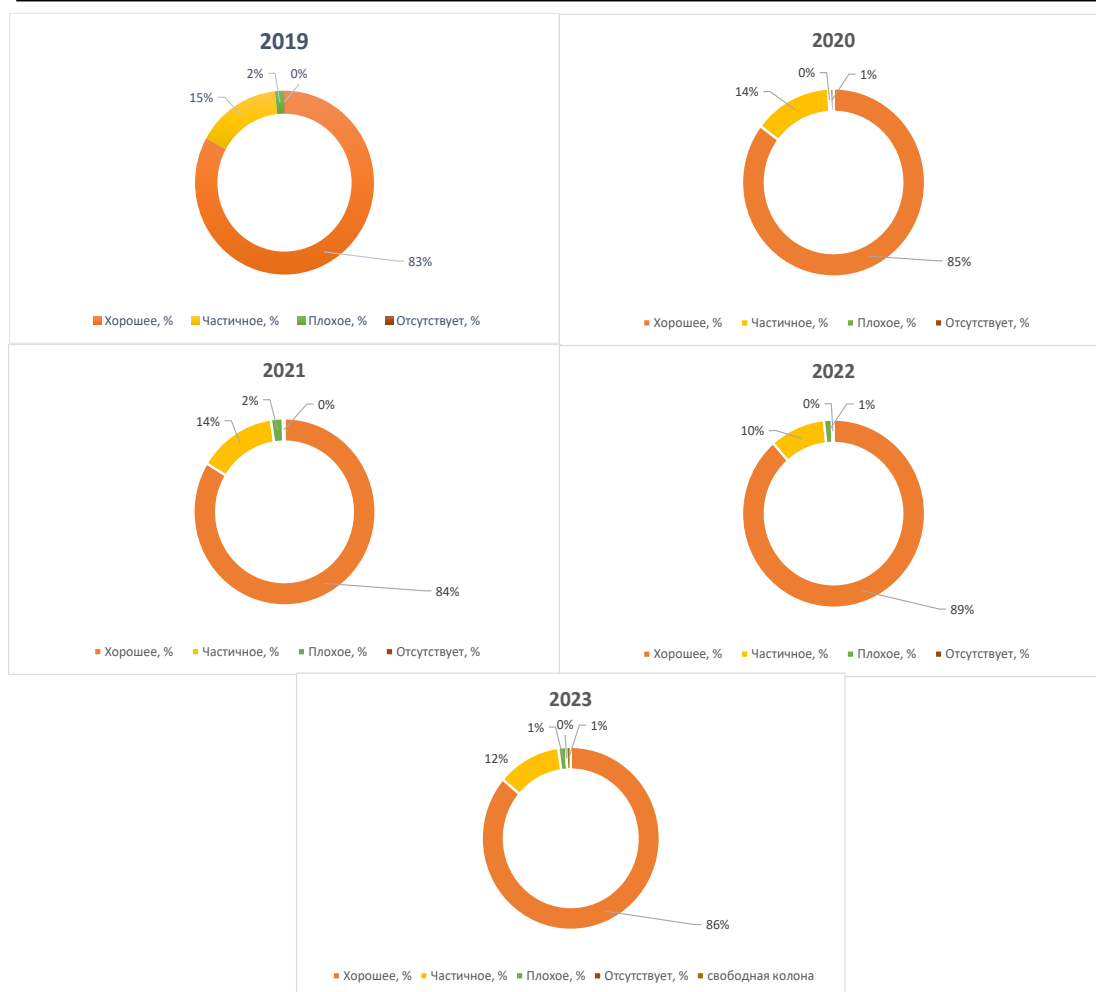


Рисунок 9.3.1-Гистограмма о наличие качества АКЦ, по годам

Основными операторами, выполнившими исследования АКЦ, являются те же компании, которые проводили исследования открытого ствола. Приборы, используемые компанией «Техно Трейдинг» относятся к комплексу приборов серии «Каскад» выпускаемыми фирмой «Нефтегазгеофизика». ТОО «ГК Каспий» используют аппаратуру серии «МАК» производства НПФ «Геофизика». ТОО «CNLC» используют приборы серии «LEAP600C».



Рекомендуемый комплекс и виды ГИС с периодичностью исследований приведены в таблице 9.3.7.

Таблица 9.3.7-Рекомендуемый комплекс ГИС и периодичность исследований

№ п/п	Решаемые задачи	Тип скважин, условия для проведения ГИС	Периодичность исследований
1	Определение характера насыщения и наличия коллекторов (стандартный и детальный комплекс ГИС в открытом стволе)	<u>Новые пробуренные скважины</u>	Разовые исследования
2	Определение профиля притока, мощности отдающих интервалов и характера поступающей жидкости	В добывающих скважинах, После достижения стабильного режима работы при вводе в эксплуатацию. При ГТМ, до и после ГРП, и изменениях в работе	Разовые исследования 1 раз в год
3	Определение профиля приемистости и интервалов поглощения	В нагнетательных скважинах, После достижения стабильного режима работы при вводе в эксплуатацию. При ГТМ, и изменениях в работе	Разовые исследования 1 раз в год
4	Определение технического состояния обсадных колонн и цементного камня	Во всех вновь пробуренных скважинах В эксплуатационных скважинах, по мере необходимости и при ГТМ	Разовые исследования
5	Контроль положения ВНК, ГНК и оценка текущей нефтенасыщенности	В эксплуатационных скважинах, при ГТМ по возврату на вышележащий горизонт В скважинах опорной сети, для изучения положения ВНК и ГНК	Разовые исследования 1 раз в год

Промыслово-геофизические исследования скважин проведены в условиях разреза, сложенного терригенными породами, песчаниками, алевролитами в разной степени заглинизированными, также в разрезе имеются угли, плотные карбонатные песчаники и алевролиты.

В скважинах, пробуренных после 2018 года применялись растворы на полимерной основе удельное электрическое сопротивление раствора (ρ_c) при 20 °С составляло 0,04-0,68 Ом*м, удельным весом (γ) - 1,12-1,40 г/см³, вязкость (μ) – 25-60 сек.

Пластовые воды юрских горизонтов относятся к хлоркальциевому типу с минерализацией – 130–160 г/л, плотностью - 1,086 – 1,11 г/л. Плотность пластовых вод растёт с глубиной за счет увеличения минерализации. Температура пластов в интервале продуктивной толщи в зависимости от глубины залегания горизонтов изменяется от 72 до 94 °С.

За период 01.01.2018 – 01.01.2024 года на месторождении пробурено 125 вертикальных скважин, из них 101 добывающих и 24 нагнетательных скважин.

В таблице 9.3.8 приведено количество скважин, выполненными сервисными компаниями, за анализируемый период. Основная доля выполненных геофизических



исследовании приходится на компанию ТОО "Техно Трейдинг" – 64,8%, далее следует компании ТОО "CNLC"-13,6%, ТОО "ГК Каспий"-11,2%, АО "Казпромгеофизика"- 10,4%.

Таблица 9.3.8- Распределение количество скважин по сервисным компаниям, за анализируемый период

Сервисная компания	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Итого	%
ТОО "Техно Трейдинг"	8	13	13	22	11	14	81	64.8
ТОО "ГК Каспий"	-	7	7	-	-	-	14	11.2
ТОО "CNLC"	-	1	5	7	3	1	17	13.6
АО "Казпромгеофизика"	-	-	-	6	4	3	13	10.4

Комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) в открытом стволе состоял из стандартных и детальных исследований. Стандартный комплекс выполнялся по всему стволу скважин и состоял из следующих видов исследований: замер кажущегося электрического сопротивления (КС) кровельным и подошвенным градиент-зондами (А2М0.5N, N0.5M2A), метод естественных потенциалов (ПС), кавернометрию (КВ), термометрию и инклинометрию. Также по всему стволу скважин выполнялся радиоактивный каротаж (ГК, НГК). Комплекс детальных исследований включал следующие виды каротажа: боковое каротажное зондирование (БКЗ) шестью градиент-зондами; боковой каротаж (БК); боковой микрокаротаж (БМК); микрозондирование (МКЗ); индукционный каротаж (ИК); радиоактивный каротаж, включающий метод естественной радиоактивности (ГК), гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп), двух-зондового нейтронного каротажа (ННК), методами акустического каротажа (АК), многозондовый индукционный каротаж. Объем выполненных исследований за анализируемый период приведено в таблице 9.3.9.

Запись каротажа в открытом стволе осуществлялась различными сервисными компаниями: АО «КазПромгеофизика», ТОО «TechnoTrading LTD», CNLC, ГК «Каспий».

Таблица 9.3.9– Комплекс ГИС, выполненных на новых пробуренных скважинах за период 01.01.2018 – 01.07.2023 гг на месторождении Асар

Виды ГИС												
№ скв	КС	КВ	ПС	БК	ИК	ВИКИЗ	МБК	МКЗ	ГК	КНК	ГГК	АК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
254	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
267	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
306	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
711	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
761	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
762	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
804	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
810	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
78	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
256	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+



Продолжение таблицы 9.3.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
305	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
409	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
421	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
425	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
436	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
462	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
485	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
489	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
615	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
713	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
716	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
765	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
806	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
807	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
811	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
812	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
814	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
856	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
901	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
257	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
283	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
320	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
426	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
463	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
464	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
466	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
467	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
468	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
470	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
486	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
487	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
490	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
491	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
492	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
626	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
628	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
629	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
721	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
722	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
723	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
724	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
767	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
770	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
861	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
258	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
321	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
469	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
471	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
479	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
720	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
725	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+



Продолжение таблицы 9.3.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
726	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
727	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
728	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
729	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
768	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
769	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
771	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
772	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
775	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
776	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
781	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
815	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
862	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
868	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
869	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
871	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
872	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
878	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
879	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
882	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
883	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+
884	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
886	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
887	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
889	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
890	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
891	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
893	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
731	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
730	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
732	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
780	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
895	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
896	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
897	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
898	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Исследования, выполняемые с целью контроля за обводненностью добываемой продукции и степени выработки запасов нефти, результатов оптимизации и изменения режима работы скважин, проведенных ГТМ по повышению продуктивности скважин, технического состояния экс. колонны и заколонного пространства в процессе эксплуатации скважин путем определения:

- профилей притока и приемистости скважин;
- технического состояния ствола скважины методами акустического и радиоактивного каротажа и механическими исследованиями.

Исследования по определению профиля притока в действующих добывающих скважинах должны проводиться цикличностью 1 раз в год и при любых изменениях дебита



жидкости независимо от способа эксплуатации. Исследования профиля приемистости в действующих нагнетательных скважинах рекомендуются проводить 1 раз в год и чаще при изменениях приемистости. Комплекс методов ГИС, применяемый при контроле за разработкой должен включать следующие методы: гамма-каротаж (ГК); локацию муфт (ЛМ); термометрию (Т); термоиндуктивный дебитомер (СТИ); механический расходомер (РГД); влагометрия (ВЛГ); плотномер (ПЛ); резистивиметрия (Рез); барометрия (БМ); акустический шумомер - как дополнение основным методам.

Геофизические исследования скважин по контролю за разработкой применяются для решения проблем, связанных с обводнением добываемой продукции и степени выработки пластов, техническим состоянием экс. колонны и заколонного пространства в процессе эксплуатации скважин путем определения.

За период 01.01.2018 – 01.01.2024 гг. на месторождении проведено 277 исследований, из них в добывающем фонде 244 исследований в 176 скважинах и в нагнетательном фонде 53 исследований в 45 скважинах. По результатам проведенных исследований в скважинах добывающего фонда 16-тикратно были выявлены нарушения герметичности эксплуатационной колонны. В нагнетательном фонде скважин в 9 случаях из 9 скважин были обнаружены нарушения герметичности эксплуатационной колонны. Объем выполненных геофизических исследований по контролю за разработкой по добывающему и нагнетательному фондам скважин приведены в таблице 9.3.10.

Таблица 9.3.10- Виды ГИС по контролю за разработкой, выполненные за период 01.01.2018-01.01.2024 гг.

Добывающие скважины										
№ п/п	Дата (год)	кол-во скв/иссл	ОГК/ОПП	ОРИ	профиле метрия/инклинометрия	Термометрия	отбивка пакера/забоя/репера	Обнаруженные НЭК	АКЦ/СГДТ	
									первичный	вторичный
Добывающие скважины										
1	2018	13/20	4	9	1/-		4	5		2
2	2019	31/43	11	17			14	2		1
3	2020	45/57	16	17	1/-		17	8		6
4	2021	44/59	7	21		2	25			4
5	2022	24/25	7	13			4	1		1
6	2023	19/20	7	12			1			
Итого		176/244	52	89	2/-	2	65	16		14
Нагнетательные скважины										
1	2018	14/16	7	7			2			
2	2019	7/11	10				1	2		
3	2020	3/4	3					1		1
4	2021	7/8	2	1		2	3	1		
5	2022	11/11	7	1			2	4		1
6	2023	3/3	1	1			1	1		
Итого		45/53	30	10		2	9	9		2



При контроле за техническим состоянием ствола скважин проводятся исследования качества цементажа обсадной колонны, профилометрия ствола скважины, инклинометрия, которые выполняются как в скважинах после бурения, так и в период всей разработки скважины. Геофизический контроль технического состояния скважин является актуальным на протяжении всего срока их эксплуатации.

Оценка качества цементирования обсадных колонн и их техническое состояние оценивалось по данным акустической цементометрии (АКЦ), гамма-дефектометрии и толщинометрии (СГДТ).

За отчетный период на месторождении выполнено АКЦ в добывающем фонде скважин – 122 исследований в новых пробуренных скважинах, из них: 99 добывающих и 23 нагнетательных скважинах (таблица 9.3.11).

Таблица 9.3.11- Сведения о результатах АКЦ по новым скважинам за анализируемый период.

Год	Хорошее, %	Частичное, %	Плохое, %	Отсутствует, %
2018	77.11	19.04	1.71	2.14
2019	83.06	15.23	1.51	0.20
2020	85.25	13.81	0.34	0.60
2021	83.68	13.91	2.12	0.29
2022	88.50	9.81	1.41	0.28
2023	86.15	11.61	1.40	0.02

На рисунке 9.3.2 приведены результаты АКЦ, по пробуренным скважинам за анализируемый период, где отмечается хорошее сцепление цементного камня с колонной в пределах 77,1-88,5%, частичное сцепление варьирует в диапазоне 9,81-19,04%, плохое изменяется от 0,34-2,12%, отсутствие 0,02-2,14%.

В скважинах старого фонда состояние цементного камня с колонной оценивалось: при подготовке скважин к проведению ГРП, ГТМ, к возврату на другой горизонт и после изоляционных работ. При этом тестировалась не вся колонна, а только интересующий интервал, подвергаемый воздействию (таблица 9.3.12).



Таблица 9.3.12-Сведения о проведения АКЦ в скважинах старого фонда за анализируемый период

Скважина	Категория скважины	Дата АКЦ	Доход приборов,м	Интервал исследования
2	добывающая	24.3.2018	1561,5	Хор.сц.-16,7% част. сц.-83,3%
42	добывающая	26.03.2021	1812	Хор.сц-4,1% Част.сц-82,2% Плох-9,2% Отсут.сц.-4,5%
50	добывающая	19.09.2020	1747	Хор.сц.-29,7%, Частич.-62,6%, отсут-7,7%
56	добывающая	28.07.2018	1631,5	Хор.сц.-12,9%, Частич.-85,3%, отсут-1,7%
69	нагнетательная	5.06.2022	2070,5	Хорошее 38%, частичное - 62%.
75	нагнетательная	14.12.2020	2010,5	Хор.сц.-79,6%, частич.- 20,4%
95	добывающая	23.08.2019	2037	Хор.сц.-17,1%, Частич.-57,4%, отсут-25,5%
122	добывающая	23.07.2021	1635	Хор.сц.-78%, частич.- 22%
147	добывающая	27.04.2021	1758,8	Хорошее сцепл.-99,8%, частичное - 0,2%
207	добывающая	29.5.2020	1979	Хорошее сцепление-7,2% , Час.сц-92,8%
216	добывающая	23.10.2020	2030	Хор.сц.-87,3%, Частич.-11,4%, отсут-1,3%
222	добывающая	12.11.2021	1889	Хор.сц.-6,6%
430	добывающая	21.05.2020	2032	Хор.сц.-27,4%, Частич.-56,8%, плох-15,8%
431	добывающая	26.09.2020	2192	Хор.сц.-84,5%, Частич.-14,9%, отсут-0,6%
705	добывающая	22.12.2020	2079	Хор.сц.-82,4%, частичн.- 17,6%
69	нагнетательная	05.06.2022	2070,5	Хорошее 38%, частичное - 62%.
75	нагнетательная	14.12.2020	2010,5	Хорошее.-79,6%, частичное -20,4%



Рисунок 9.3.2-Гистограмма о наличии качества АКЦ, по годам



Основными операторами, выполнявшими исследования АКЦ, являются те же компании, которые проводили исследования открытого ствола. Приборы, используемые компанией «Техно Трейдинг» относятся к комплексу приборов серии «Каскад» выпускаемыми фирмой «Нефтегазгеофизика». ТОО «ГК Каспий» используют аппаратуру серии «МАК» производства НПФ «Геофизика». ТОО «CNLC» используют приборы серии «LEAP600C».

Рекомендуемый комплекс и виды ГИС с периодичностью исследований приведены в таблице 9.3.13.

Таблица 9.3.13- Рекомендуемый комплекс ГИС и периодичность исследований

№ п/п	Решаемые задачи	Тип скважин, условия для проведения ГИС	Периодичность исследований
1	Определение характера насыщения и наличия коллекторов (стандартный и детальный комплекс ГИС в открытом стволе)	<u>Новые пробуренные скважины</u>	Разовые исследования
2	Определение профиля притока, мощности отдающих интервалов и характера поступающей жидкости	<u>В добывающих скважинах,</u> После достижения стабильного режима работы при вводе в эксплуатацию. При ГТМ, до и после ГРП, и изменениях в работе	Разовые исследования 1 раз в год
3	Определение профиля приемистости и интервалов поглощения	<u>В нагнетательных скважинах,</u> После достижения стабильного режима работы при вводе в эксплуатацию. При ГТМ, и изменениях в работе	Разовые исследования 1 раз в год
4	Определение технического состояния обсадных колонн и цементного камня	<u>Во всех вновь пробуренных скважинах</u> <u>В эксплуатационных скважинах,</u> по мере необходимости и при ГТМ	Разовые исследования
5	Контроль положения ВНК, ГНК и оценка текущей нефтенасыщенности	<u>В эксплуатационных скважинах,</u> при ГТМ по возврату на вышележащий горизонт <u>В скважинах опорной сети,</u> для изучения положения ВНК и ГНК	Разовые исследования 1 раз в год



10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В данном разделе представлены мероприятия, обеспечивающие охрану недр и окружающей среды, безопасность близ расположенных населенных пунктов при разбурировании и разработке месторождения Асар, эксплуатации нагнетательных, добывающих и водозаборных скважин.

10.1. Мероприятия по охране окружающей среды

При проведении работ по разработке месторождения предусматриваются производственно-технологические и организационные мероприятия по охране окружающей среды.

К производственно-технологическим мероприятиям относятся:

- применение передовых технологий в процессах бурения и испытания скважин, комплекса ГИС;
- внедрение передовых технологий по сбору и переработке отходов;
- предотвращение аварийных ситуаций.

К организационным мероприятиям относятся:

- обеспечение промышленной и экологической безопасности, предупреждение и ликвидация последствий чрезвычайных ситуаций при проведении работ;
- разработка и внедрение программы экологической безопасности, включающей в себя основные блоки: охрана атмосферного воздуха, подземных вод, почв, предотвращение и ликвидация аварий, экологический менеджмент, производственный экологический контроль.

10.1.1. Основные мероприятия при разработке месторождения в штатной ситуации

Основными мероприятиями по охране окружающей среды в процессе проведения проектируемых работ являются:

Мониторинг

- проведение экологического мониторинга при проведении нефтяных операций, который включает в себя наблюдение за всеми параметрами окружающей среды, животного мира и биологических ресурсов.

Охрана атмосферного воздуха

- применение технологических установок, оборудования и механизмов с повышенной эксплуатационной надежностью технологических процессов, исключающих создание аварийных ситуаций;
- контроль и автоматизация процесса приема горюче-смазочных материалов (далее – ГСМ) в емкости;
- строгое соблюдение технологического регламента работы и контроль токсичности отработанных газов стационарных дизельных установок;
- своевременное техническое обслуживание двигателей стационарных дизельных установок;
- эксплуатация оборудования в соответствии со стандартами производителей;
- выбор оборудования с наиболее экологичными установками (с наименьшим удельным выбросом, наличием очистного оборудования и т.д.);



– отказ от использования БРМО (буровой раствор на масляной основе) при производстве работ по строительству скважин.

Охрана водных ресурсов

– проведение буровых работ в соответствии с лучшей международной практикой с использованием современного оборудования и технологий;

– рациональное использование расхода воды на приготовление буровых растворов;

– регламентирование применения реагентов, способных к фазовым переходам, испарению и т.п., в технологических жидкостях;

– оптимизация режима водопотребления (сокращение удельного водопотребления);

– сбор буровых сточных вод в специальные емкости;

– исключение смешивания хозяйственно-бытовых и производственных стоков;

– герметичный сбор и транспортировка хозяйственно-бытовых и производственных сточных вод для очистки;

– строгий учет и хранение вредных и опасных химических веществ в специально оборудованных контейнерах на складах;

– хранение ГСМ в закрытых специальных емкостях и предусмотренных для этих целей местах;

– приобретение спецсредств для ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов;

– оснащение буровых площадок специальными емкостями для сбора и последующей переработке опасных жидкостей и материалов.

Сбор и накопление отходов производства и потребления

– своевременный вывоз всех видов отходов и их переработка в специализированных компаниях термическим, физико-химическим или биологическим методами на специализированных установках, либо любыми другими методами, разрешенными к применению в РК;

– контроль не смешивания опасных отходов, физическое разделение несовместимых отходов, изолированное хранение отходов высокой степени опасности;

– раздельный сбор твердых отходов;

– хранение отходов в специально отведенных контейнерах, подходящих для хранения конкретного вида отходов;

– учет перевозимых отходов;

– транспортировка отходов с использованием транспортных средств, специально оборудованных для данной цели;

– перевозка жидких и твердых отходов в специальных герметичных контейнерах, исключающих загрязнение окружающей среды во время их транспортировки или в случае аварии транспортных средств;

– разработка паспортов опасных отходов и заключение контрактов со специализированным предприятием на переработку отходов производства и потребления;

– приобретение материалов в бестарном виде или в возвратной таре для минимизации объемов образования отходов;

– проведение периодического аудита системы управления отходами.



Охрана биологической среды

- инструктаж персонала и строгий контроль соблюдения запрета на любые формы охоты и отлова животных и птиц;
- сведение к минимуму длительности работ, сопровождающихся повышенным уровнем шума и вибрации.

Охрана недр

- обоснование конструкции скважины;
- обоснование программы цементирования обсадных колонн по интервалам, включая цементацию хвостовика;
- обеспечение надежности и безопасности конструкции скважины за счет прочности и герметичности обсадных колонн для изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- надежная изоляция всех нефтегазоводопроявляющих (поглощающих) интервалов и герметизация заколонного пространства для предотвращения неконтролируемых заколонных перетоков и создания хорошей связи скважины и пласта через перфорационные отверстия;
- использование комплекса глубинных исследований скважины для получения необходимого объема информации о геолого-физических свойствах объекта, наличии подземных утечек или межпластовых перетоков;
- применение для бурения скважин по всему интервалу бурового раствора с плотностью согласно геолого-технического наряда (ГТН), предотвращающий поглощение бурового раствора;
- использование нетоксичных химических реагентов для обработки бурового раствора;
- установка цементных мостов при ликвидации скважины, с целью надежной изоляции скважинного пространства от вмещающих пород.

10.1.2. Основные мероприятия по предотвращению, ликвидации и снижению воздействий на окружающую среду в аварийных ситуациях при разработке месторождения

В ходе разработки Отчета о возможных воздействиях на окружающую среду были проанализированы основные аварийные ситуации, которые потенциально могут возникнуть при проведении планируемых работ и дана оценка риска. В проекте разработан комплекс мероприятий по предотвращению, ликвидации и снижению воздействий на окружающую среду:

- контроль тщательного соблюдения принятых проектных решений;
- неукоснительное соблюдение отраслевых правил безопасного и безаварийного ведения работ;
- проведение ежедневного контроля состояния бурового оборудования;
- хранение нефтепродуктов в маркированных емкостях, снабженных индикаторами уровня;
- своевременное обеспечение прогнозом метеорологической ситуации;

Меры безопасности, предусматривающие соблюдение противоаварийных норм и правил:



- использование при производстве работ только сертифицированной техники, оборудования, химикатов;
- использование квалифицированного персонала, обученного правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил при выполнении работ;
- обеспечение герметичности емкостей и технологического оборудования;
- регулярные технические осмотры оборудования, замена неисправного оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляция горячих поверхностей;
- обеспечение беспрепятственного доступа аварийных служб к любому участку производства.

10.1.3. Аварийная готовность и планирование действий при аварийных ситуациях

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О гражданской защите» с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.11.2021 г. (статья 16, пункт 2 п/п 11 и п.3 п/п 24), необходимо наличие следующих документов, которые должны быть разработаны до начала работ и доведены до сведения всего персонала:

- План ликвидации аварий – в содержании которого имеются планирование и осуществление мероприятий по локализации и ликвидации возможных аварий и их последствий на опасных производственных объектах;
- Технологический регламент ЦППН, ГУ, ЗУ, и т.д.;
- Сборник инструкции по БиОТ по профессиям и видам работ.

Готовность персонала и технических средств к аварии повышает безопасность работ и сокращает сроки их проведения, уменьшает риск возникновения аварий, снижает ущерб окружающей среде при наступлении события.

Рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций включают в себя следующие мероприятия:

- строгое выполнение проектных решений при проведении работ на всех этапах;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге;
- наличие спасательного и защитного оборудования;
- обученный персонал на предмет выполнения необходимых действий в случае аварийных ситуаций;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей;
- строгое следование Плану управления отходами, в том числе использование контейнеров для сбора отработанных масел;
- контроль и строгое соблюдение правил техники безопасности при заправке, хранении, транспортировке горюче-смазочных материалов;
- своевременное проведение профилактического осмотра и ремонта оборудования и питающих линий;
- обеспечение постоянного контроля на складах ГСМ.



Для минимизации последствий аварий для окружающей среды предусмотрены пассивные и активные мероприятия по предупреждению и ликвидации аварий.

К пассивным мероприятиям реагирования на чрезвычайные ситуации относятся:

- исследования природно-экологических условий района проведения работ;
- моделирование сценариев возможных аварийных ситуаций;
- изучение методов борьбы с аварийными ситуациями, техники и технологий, применяемых в конкретных условиях;
- создание структур реагирования на чрезвычайные ситуации;
- оснащение и обеспечение сил и средств для борьбы с авариями, поддержание их в постоянной готовности к действиям.

Активными мероприятиями являются:

- проведение штабных и полевых учений и тренировок;
- мобилизация и развертывание сил и средств для ликвидации аварийных ситуаций и их последствий;
- сбор, транспортировка и переработка нефтяных загрязнений.

10.2. Производственный экологический контроль

В соответствии с пунктом 1 статьи 182 Экологического кодекса РК от 2 января 2021 г. № 400-VI ЗРК «Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль».

В соответствии с требованиями статьи 183 Экологического Кодекса РК производственный экологический контроль проводится на основе Программы производственного экологического контроля (ПЭК), являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности.

Для своевременного реагирования на любые изменения окружающей среды проектом предусмотрен комплексный экологический контроль.

Целью производственного экологического контроля состояния окружающей среды является создание информационной базы, позволяющей осуществлять производственные и иные процессы на «экологически безопасном» уровне, а также решать весь комплекс природоохранных задач, возникающих в результате деятельности предприятия.

В Программе ПЭК для объектов предприятия определяются основные направления и общая методология мониторинговых работ по компонентам окружающей среды: атмосферный воздух, водные ресурсы, сточные воды, управление отходами, почвы, растительный покров, животный мир и радиационная обстановка.

В настоящее время производственный экологический мониторинг на территории месторождения Асар по всем компонентам окружающей среды проводится ежеквартально аккредитованными испытательными лабораториями, согласно заключенных договоров.

Мониторинг при чрезвычайных ситуациях начинается немедленно после чрезвычайного происшествия.

Рекомендуемая программа проведения производственного мониторинга при проектируемых работах приведена в *Отчете о возможных воздействиях* на окружающую среду.



10.3. Компенсационные мероприятия

В соответствии со статьей 127 Экологического Кодекса РК. Плата за негативное воздействие на окружающую среду взимается за следующие его виды:

- 1) выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- 2) сбросы загрязняющих веществ;
- 3) захоронение отходов;
- 4) размещение серы в открытом виде на серных картах.

Внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду осуществляется оператором объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду. Ставки платы за негативное воздействие на окружающую среду устанавливаются налоговым законодательством Республики Казахстан. Оператор должен своевременно уплачивать установленные налоговым законодательством Республики Казахстан платежи за эмиссии в окружающую среду. Осуществление восстановительных (компенсационных) мероприятий АО «Мангистаумунайгаз» будет проводить в строгом соответствии с действующим природоохранным законодательством РК.

10.4. Результаты оценки возможного воздействия на окружающую среду проектируемых работ в штатной ситуации

В ходе разработки *Отчета о возможных воздействиях* были проанализированы все возможные (прямые, кумулятивные и трансграничные) воздействия на окружающую среду, с учетом площади, времени и интенсивности воздействия.

По результатам оценки выявлено, что:

- при реализации проектных решений факторы положительного воздействия на социально-экономическую сферу превысят отрицательные, а с учетом реализации мероприятий по снижению отрицательных и усилению положительных воздействий общее возможное воздействие проекта на социально-экономическую сферу будет положительным воздействием слабого уровня;
- ожидаемые воздействия на компоненты природной среды в штатном режиме не будут выходить за пределы низкого - среднего уровня негативных последствий (с учетом обязательного применения современных технологий при проведении работ).

Таким образом, анализ покомпонентного и интегрального воздействия на окружающую среду позволяет сделать вывод о том, что реализация проекта разработки месторождения Асар считается допустимой, при условии соблюдения проектных решений (штатная ситуация), и не окажет значимого негативного воздействия на окружающую среду.

Более полные сведения (по оценке воздействия на ОС, по расчетам выбросов от источников загрязнения, образования отходов, водопотребления и водоотведения, информация по всем приложениям и т.д.) содержатся в *Отчете о возможных воздействиях на окружающую среду* к «Проекту разработки месторождения Асар».



11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На месторождении Асар в 2019 году проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д общей площадью 84,94 км² ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги (Казахстан)». Позднее с марта 2020 года выполнялась обработка сейсмических материалов МОГТ 3Д в вычислительном центре ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан») в городе Алматы.

В результате обработки и интерпретации данных сейсморазведочные работы МОГТ 3Д проводилась корреляция отражающих горизонтов и построены структурные карты по 21 отражающим горизонтам.

В 2016 г. по скважинам №№30, 40, 94 и 95 проведены дополнительные исследования керна.

В 2021 г. отобран керн в скважинах №№258 и 471 и в 2022 году в Центре научно-лабораторных исследований Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз» выполнены стандартные и специальные исследования керновых материалов.

В 2022 г. Уточнена методика интерпретации ГИС, выполнена переинтерпретация ГИС всего фонда.

В 2023г. составлен подсчет запасов нефти свободного газа, газа газовых шапок и растворенного газа по месторождению Асар. ТЭО КИН.

В целом по месторождению посчитанные начальные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворённого в ней газа составили по категории В+С₁ – 51 210/15 198 тыс.т и 4740/1407,7 млн.м³, по категории С₂ – 1619/450 тыс.т и 150,9/42,3 млн.м³, соответственно.

В протоколе № 2630-23-У утвержденный ГКЗ РК 20 декабря 2023 года [2] рекомендуется:

- продолжить проведения мероприятия по ГИС-контролю, исследовательские работы в полном объеме (ГДИС, прямые замеры давлений, замеры ГФ и т.д.);
- провести дополнительные отборы и исследования глубинных проб нефти по горизонтам: Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-XI;
- продолжить исследования пластовых флюидов и кернового материала, с целью уточнения текущих параметров и увеличения объема изученного материала именно по скважинам/объектам данного месторождения;
- изучить минералогический состав пород и глин (глинистых минералов); структуру порового пространства (порометрией) и динамические характеристики и смачиваемость образцов пород из продуктивных горизонтов;



- продолжит исследования по уточнению физико-гидродинамических характеристик на коллекции образцов с фильтрационно-емкостными свойствами, охватывающими весь диапазон коллекторов и достаточным для построения устойчивых связей $K_{пр}=f(K_{п})$, $K_{выт}=f(K_{п}, K_{пр})$, $S_{во}=f(K_{п}, K_{пр})$;

- предусмотреть бурение оценочных скважин в целях доизучения/доразведки запасов месторождения по категории С₂. (Ю-IIА₁ (II блок) район 30 скважины, Ю-VA (I блок), Ю-VIB1+2 (I блок), Ю-VIIА (I блок), Ю-VIIB (I блок), Ю-IXА (II блок))



12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

В условиях прогрессирующего роста обводненности добываемой продукции и выработки запасов все большее значение приобретают методы увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов.

Длительная эксплуатация залежи, чередование зон пласта с высокими и ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, обусловленное неоднородностью пласта, предопределили избирательное продвижение воды по наиболее проницаемым пропласткам. Для перераспределения движения фильтрационных потоков воды в коллекторах и увеличения охвата заводнением, необходимо применение технологий, обеспечивающих этот процесс.

Ограничение водопритока (ОВП)

Технология ОВП применяется в добывающих скважинах с высокой обводненностью, имеющих два и более интервалов перфорации, при этом состав блокирует водоотдающие пласты. Результат работ проявляется в виде снижения содержания воды в добываемой продукции. Так как технология ОВП направлена на ограничение притока воды за счет блокирования работающих обводненных пластов, то процесс не обязательно приведет к увеличению добычи нефти. Технология повышает рентабельность скважины, так как увеличивает ее срок продуктивной эксплуатации, снижает эксплуатационные расходы и себестоимость нефти, связанные с высокой добычей и дальнейшей обработкой (утилизацией) попутно добываемой воды. Результатом работ является снижение добываемой жидкости при неизменном дебите нефти, и как следствие уменьшение продуктивности скважины по воде.

На основании письма АО «Мангистаумунайгаз» № 14-02-226 от 27.12.2021 г. с целью выбора оптимальной химической композиции для повышения производительности добывающих и регулированию фильтрационных потоков пластовых флюидов нагнетательных скважин на месторождении Асар проведено ОПИ по технологии «ограничение водопритока на добывающих скважинах».

ОПИ ОВП состоит из трех основных этапов:

1. Лабораторные исследования.
2. Поставщики, прошедшие все этапы лабораторных исследований с положительным результатом, допускаются к полевым испытаниям на месторождении (не менее, чем на трех скважинах).
3. Мониторинг эффективности (согласно Правилам ОПИ не менее 90 суток).



Для проведения комплексных лабораторных исследований в лаборатории «КазНИПИМунайгаз» заказчиком АО «Мангистаумунайгаз» представлены 5 закодированных композиционных составов ОВП от 5 компаний-участниц, в т.ч ТОО «Химпром КЗ Кампани», ООО «СНК», ТОО «ИСКО», ТОО «Oil Smart Technologies», ООО «ХимСервисИнжиниринг». Исходные композиционные составы готовились на основе альб-сеноманской воды месторождения Асар, смешиванием ингредиентов в заданном соотношении на основе инструкций, представленных АО «Мангистаумунайгаз». Лабораторные исследования, выполнены в соответствии с техническим заданием.

Согласно положительным результатам лабораторных исследований, составы №1, №3 и №4 рекомендованы для ОПИ ОВП на месторождении Асар (протокол ТЭС КМГИ от 20.07.2022г.):

- состав №1 – ТОО «Химпром КЗ Кампани»,
- состав №3 – ТОО «ИСКО»,
- состав №4 – ТОО «Oil Smart Technologies».

Согласно Протокола №18 геолого-технического совещания АО «Мангистаумунайгаз» от 09.08.2022 г. объявлены результаты лабораторных испытаний и допущены к полевым испытаниям химические реагенты трех вышеприведенных компаний.

В итоге, опытно-промышленные испытания (полевые работы) технологии ОВП на месторождении Асар провела компания ТОО «ИСКО», которая закачала композицию (состав №3) в скважины №№408, 40, 600. Компания ТОО «Химпром КЗ Кампани» (состав №1) отказалась от ОПИ по собственному желанию, а ТОО «Oil Smart Technologies» (состав №4) исключен по причине позднего начала работ и затягивания сроков завершения.

Подбор скважин кандидатов для ОПИ ОВП

При подборе скважин-кандидатов на ОВП в первую очередь необходимо учитывать источник обводнения (характер обводнения). Обводнение скважин вызывают такие факторы как подъем водонефтяного контакта, поступление нагнетаемой и контурной воды по пласту, подтягивание конуса подошвенной воды, негерметичность эксплуатационной колонны (НЭК) и заколонная циркуляция (ЗКЦ) жидкости. При этом последние две причины эффективнее решать проведением ремонтно-изоляционных работ (РИР), мероприятия ОВП могут быть не самыми эффективными при НЭК и ЗКЦ.

Подбор скважин-кандидатов для проведения ОВП осуществлялся на основе анализа следующих данных:

- динамика дебита жидкости и нефти, обводненности с момента начала эксплуатации скважины, определение характера обводнения;



- отсутствие деформаций и НЭК, особенности конструкции скважины;
- отсутствие заколонных перетоков;
- динамика и характер обводнения соседних добывающих скважин;
- динамика закачки влияющих нагнетательных скважин;
- отсутствие вблизи скважины газовой шапки;
- начальное и текущее положение ВНК.
- эффективная нефтенасыщенная толщина пласта больше 3 м;
- температура пласта – до 80°C;
- коэффициенты расчлененности больше 2 д.ед.;
- проницаемость коллектора – более 50 мД;
- слоистая проницаемая неоднородность пласта;
- выработанность запасов нефти по участку – не более 80%;

Технологическая эффективность ОПИ ОВП оценена на основе геолого-промыслового анализа, при которой дополнительная добыча нефти рассчитана по «Методике оценки технологической эффективности ОПИ ОВП» (приложение к Программе ОПИ). Наибольшая технологическая эффективность наблюдается в скважине №408 с дополнительно добытой нефти - 431 тонны. В скважине №40 дополнительная добыча нефти составила 188,9 тонн, в скважине №600 добыча нефти не получена (-27,5 тонн). Технологическая успешность от ОВП по всем 3 скважинам составила 66,7% (таблица 11.1.2).

Таблица 11.1.1 – Скважины-кандидаты для ОПИ ОВП на месторождении Асар 2022г.

№. скважин	Горизонт	Состав и объем химических реагентов	Дата проведения ОВП
408	9Б	ПАА 325 кг, АХ 60 кг, объем 25 м3	07.11.2022
40	10А	ПАА 390 кг, АХ 72 кг, объем 30 м3	24.10.2022
600	9Б	ПАА 260 кг, АХ 48 кг, объем 20 м3	20.11.2022

Таблица 11.1.2 – Предварительные результаты технологической эффективности ОПИ ОВП

№. скважин	Дата начала обработки	Дата завершения обработки	Дополнительная добыча нефти, тонн	Дополнительная добыча жидкости, тонн
408	07.11.2022	08.11.2022	431,2	-2 102,0
40	24.10.2022	25.10.2022	188,9	-422,9
600	20.11.2022	21.11.2022	-27,5	-827,1
Итого			592,6	-3 351,9

В связи с отсутствием результатов, проведенных ГИС с целью определения профиля притока до и после технологии ОВП, затруднена оценка блокирующей способности состава в скважинах. В целях объективной оценки технологической эффективности, в частности степени воздействия состава на нефте- и водо-насыщенные интервалы рекомендовано



проведение ГИС ОПИ до и после обработок с обязательным исследованием герметичности колонны до обработки. Ввиду имеющихся неоднозначных результатов, по решению ТЭС КМГИ рекомендовано продолжить ОПИ с большим количеством скважин (от 5 до 10 ед.) и возможностью применения технологий других компаний.

Для продолжения объективной оценки ОПИ ОВП проведен детальный анализ потенциальных участков месторождения Асар. Изучив геологическое строение, особенности фонда скважин, специфику проводимых мероприятий и учитывая критерии для проведения ОВП были подобраны 4 скважины-кандидата. В таблице 11.1.3 приведены скважины-кандидаты для продолжения ОПИ технологии ОВП. Все скважины месторождения Асар находятся в нефтяной зоне, и источником обводнения скважин являются большие объемы нагнетаемой воды.

Результаты по технологической эффективности ОПИ ОВП в 4х скважинах (таблица 11.1.3) ожидаются в 2024 г.

Таблица 11.1.3 – Скважины-кандидаты для проведения ОПИ ОВП на месторождении Асар

№№ скважин	Горизонт	Состав и объем химических реагентов	Дата проведения ОВП
714*	10А, 2 блок	ПАА 195 кг, АХ 36 кг, объем 15 м ³	15.09.2023
407*	9Б, 1 блок	ПАА 195 кг, АХ 36 кг, объем 15 м ³	14.11.2023
75*	9Б, 1 блок	ПАА 195 кг, АХ 36 кг, объем 15 м ³	26.12.2023
493*	9Б, 1 блок	ПАА 390 кг, АХ 72 кг, объем 30 м ³	28.12.2023

* на 01.01.2024г. скважины находятся под наблюдением



13 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ



СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бекасов Б.С., Мансурова Ф.К., Базилевич С.В. Результаты структурно-поискового бурения на площадях Жетыбай и Южный Карасязь-Таспас Шевченковского района Западно - Казахстанского края КазССР, фонд "МНГР", 1962.
2. Мурзагалиев Д., Батухин В. Отчет о работе сейсморазведки 32-33/64-65, проводившей исследования МОВ в пределах Южного Мангышлака на площадях Жалганой, Туркменой, Северный Жетыбай, Кокумбай в Мангистауском районе Гурьевской области КазССР в 1965 г, фонд ПОМН, 1965.
3. Протокол № 6747 заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ) от 8 декабря 1972г. Газонефтяное месторождение Асар. г. Москва.
4. Ермеков А.К. Отчет «Проект пробной (опытной) эксплуатации месторождения Асар», г. Гурьев, «КазНИПИнефть», 1973.
5. Любенко Л.В., Ермеков А.К. Отчет по теме 104 "Комплексная технологическая схема разработки месторождения Асар". г.Шевченко, КазНИПИнефть, 1973.
6. Стуканогов Ю.А., Батырбаев М.Д. Отчет по теме 121 "Составление уточненного проекта разработки месторождения Асар". г.Шевченко, КазНИПИнефть, 1978.
7. Протокол №9798 заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ) от 13 сентября 1985. Газонефтяное месторождение Асар. г. Москва.
8. Кисляков Ю.П., Дорофеев В.И., Сагындыкова Т.П. и др. Технологическая схема разработки нефтегазового месторождения Асар. Договор №29/88 «Составление технологической схемы разработки месторождения Асар». - г.Шевченко, КазНИПИнефть, 1988.
9. Попова Л.А., Шевченко Л.А. и др. Обоснование прироста запасов нефти и газа к отчетному балансу запасов нефти, газа и конденсата по объединению «Мангышлакнефть» за 1988 г. Отчет по договору 72/88. - г.Шевченко, КазНИПИнефть, 1989.
10. Апакаев Ж.А., Просвирнов А.А., Сагандыкова Т.П. «Технико экономическое обоснование разработки нефтегазового месторождения Асар», г. Актау, «НИПИмунайгаз», 1996.
11. Нугиев М.А., Хайрова Т.В., Крупин А.А. и др. «Анализ разработки месторождения Асар». Отчет по договору № 278/43, ТОО «НПЦ». – г. Актау, 2006 г.
12. Крупин А.А., Джандауов А.А., Анисимова Н.А. Отчет «Пересчет начальных запасов нефти, свободного газа, газа газовых шапок и растворенного газа по месторождению Асар (по состоянию изученности на 01.01.2009 г)» по договору 452/62. г.Актау, ТОО «НПЦ», 2009
13. Протокол № 938-10-У заседания Государственной комиссии по запасам нефти и газа Республики Казахстан от 23 июня 2010.
14. Е.С. Игнатенко, А. А. Джандауов, Г.Е. Белоусова. Отчет «Технологическая схема разработки месторождения Асар», АО «Мангистаумунайгаз», ТОО «НПЦ», г. Актау, 2010.
15. Протокол ЦКРР РК № 4 от 14-15.12.2010.
16. Нугиев М.А., Игнатенко Е.С., Мухамбетов Б.Т. Пояснительная записка по распределению добычи нефти, газа и закачки воды по юрским продуктивным горизонтам месторождения Асар (по состоянию изученности на 01.01.2010 г.) Актау, ТОО «НПЦ», 2010
17. «Анализ разработки месторождения Асар» АО "КазНИПИмунайгаз", г. Актау, 2015.
18. Нугиев М.А., Игнатенко Е.С., Мухамбетов Б.Т. и др. Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти. Книга 5. Отчет по договору № 1069/198, ТОО «НПЦ», г.Актау, 2010.
19. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные министерством МЭ РК №239 от 15.06.2018г. (с изменениями и



дополнениями по состоянию на 28.02.2024 г.), г. Астана, 2024.

20. «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений». Приказ МЭ РК №329 от 24.06.2018.

21. Коростышевский М.Н., Червяков И.Б., Попова Л.А. и др. Отчет по теме 202 "Подсчет запасов нефти и газа месторождения Асар (Гурьевская область Каз.ССР) по состоянию на 1 августа 1972 г». г Шевченко, КазНИПИ, 1972.

22. Коростышевский М.Н., Попова Л.А., Федулова Н.В. и др. Отчёт по теме 5/82 «Подсчёт запасов нефти и газа месторождения Асар (Мангышлакской области Казахской ССР) по состоянию на 01.07.1984 г». - г.Шевченко, КазНИПИнефть, 1984.

23. М.А. Сарыбаев., С.С. Келдибаева «Анализ разработки месторождения Асар» АО "КазНИПИмунайгаз", г.Актау, 2018.

24. Отчет ТОО «ГЕОРИД» «О разведке подземных вод площади Асар для технического водоснабжения нефтегазового месторождения Жетыбай в Мангистауской области», г. Алматы, 2005.

25. М.А. Сарыбаев., С.С. Келдибаева «Проект разработки месторождения Асар», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, 2019.

26. Жупаргалиев Н.Б. Алексеева Е.В. «Прирост и перевод запасов нефти и растворенного в нефти газа из категории С₂ в С₁ месторождения Асар (по состоянию изученности на 01.07.2022г.) Филиал ТОО «КМГИ» «КазНИПИмунайгаз» г. Актау 2022

27. Бу Фаньчжао, Сулейменов Ж.Н., Задешев Д.Б. Технический отчет по проведению полевых сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ, супервайзерство при проведении полевых сейсморазведочных работ на месторождениях ПУ «Жетыбаймунайгаз» в 2019–2020 г.г. Месторождение Асар. Книга. Текст. ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги (Казахстан)» г. Актау, 2020.

28. Джангиров А.Н. Шестаков А.Г. «Отчет о результатах обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, выполненных в пределах контрактной территории АО «Мангистаумунайгаз» на месторождении Асар ПУ «Жетыбаймунайгаз» в 2019-2020 гг.» г. Алматы, 2020.

29. Сарбопеев О.К. Проект ликвидации последствий недропользования исторождений АО «Мангистаумунайгаз» г. Актау, 2022.

30. Нугманов Б.Х., Жупаргалиев Н.Б., Нурбулатов А.Н., Келдибаева С.С. Отчет «Пересчет начальных запасов нефти, свободного газа, газа газовых шапок и растворенного газа по месторождению Асар, ТЭО КИН по состоянию изученности на 01.01.2023г.» Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, 2023.

31. Протокол № 2630-23-У заседания Государственной комиссии по запасам нефти и газа Республики Казахстан от 20 декабря г. Астана, 2023.

32. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. Астана, 30.12.2014 г.

33. ГОСТ 13862-2003. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и общие технические требования к конструкции.

34. ГОСТ 30196-94 Колонные головки. Типы, основные параметры, присоединительные резьбы.

35. ГОСТ 13846-2003. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

36. Саенко О.Б., Елеференко А.М. «Информационный отчет по исследованиям рекомбинированных проб пластовой нефти по сепарированным пробам нефти и газа, отобранных из скважин №№281, 305, 462, 710, 806, 901, 1020 месторождения Асар.», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», 2019 г.

37. Саенко О.Б., Елеференко А.М. «Информационный отчет по исследованиям устьевых проб месторождений Жетыбай и Асар.», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», 2019 г.



38. Саенко О.Б., Елеференко А.М. Отчет №61 от 23.12.2020 г. «Отбор и анализ глубинных и устьевых проб нефти и газа месторождений АО «ММГ»», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», 2020 г.
39. Саенко О.Б., Елеференко А.М. Отчет №105 от 28.07.2021 г. «По исследованию рекомбинированной пробы пластовой нефти из скважины 471 месторождения Асар», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», 2021 г.
40. Саенко О.Б., Елеференко А.М. Отчет №106 от 05.08.2021 г. «По исследованию рекомбинированной пробы пластовой нефти из скважины №479 месторождения Асар», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», 2021 г.
41. Саенко О.Б., Елеференко А.М. Отчет №308 от 10.12.22 г. «По исследованию рекомбинированной пробы пластовой нефти из скважины №890 месторождения Асар», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», 2022 г.
42. Саенко О.Б., Елеференко А.М. Отчет №156 от 10.10.22 г. «По исследованию рекомбинированной пробы пластовой нефти из скважины №872 месторождения Асар», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», 2022 г.
43. Саенко О.Б., Елеференко А.М. Отчет №75 от 20.08.22 г. «По исследованию рекомбинированной пробы пластовой нефти из скважины №793 месторождения Асар», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», 2022 г.
44. Саенко О.Б., Елеференко А.М. Отчет №155 от 10.10.22 г. «По исследованию рекомбинированной пробы пластовой нефти из скважины №486 месторождения Асар», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», 2022 г.
45. Саенко О.Б., Елеференко А.М. Отчет №310 от 10.12.22 г. «По исследованию рекомбинированной пробы пластовой нефти из скважины №410 месторождения Асар», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», 2022 г.
46. Саенко О.Б., Елеференко А.М. Отчет №200 от 17.11.22 г. «По исследованию глубинных проб пластовой нефти из скважины №493 месторождения Асар», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», 2022 г.
47. Саенко О.Б., Елеференко А.М. Отчет №100 от 30.07.2023 г. «По исследованию глубинных проб пластовой нефти из скважины №888 месторождения Асар», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», 2023 г.

